

**Т. В. Ефремова, Е. Е. Мариненко,  
П. П. Кондауров, С. Н. Рябов**

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ И МОНТАЖ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**Учебное пособие**



© Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Волгоградский государственный  
архитектурно-строительный университет», 2013

**Волгоград  
ВолгГАСУ  
2013**

УДК 621.691.4.07(075.8)  
ББК 39.76я73  
Е924

Р е ц е н з е н т ы:

доктор технических наук, профессор кафедры водоснабжения  
и водоотведения ВолгГАСУ *Е. В. Москвичева*;  
заместитель начальника ПТО ОАО «Волгоградгоргаз» *А. А. Кодубенко*

*Утверждено редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия*

**Ефремова, Т. В.**

Е924 Проектирование и монтаж полиэтиленовых газопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Т. В. Ефремова, Е. Е. Мариненко, П. П. Кондауров, С. Н. Рябов ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. — Электронные текстовые и графические данные (3,9 Мбайт). — Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. — Официальный сайт Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Режим доступа: <http://www.vgasu.ru/publishing/on-line/> — Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-5-98276-616-8

Рассмотрены вопросы проектирования, монтажа и применения полиэтиленовых труб в системах газораспределения и газопотребления населенных пунктов. Даны конструкции устройств, применяемых на полиэтиленовых газопроводах, и требования, предъявляемые к ним. Приведены основные положения по реконструкции стальных изношенных газопроводов.

Для студентов профиля «Теплогазоснабжение и вентиляция» всех форм обучения, а также студентов всех технических профилей, изучающих курсы «Теплогазоснабжение и вентиляция», «Инженерные сети и оборудование». Пособие может быть полезно для инженерно-технических работников, занятых проектированием, монтажом и эксплуатацией систем газоснабжения.

Для удобства работы с изданием рекомендуется пользоваться функцией Bookmarks (Закладки) в боковом меню программы Adobe Reader.

Имеется печатный аналог (Ефремова, Т. В. Проектирование и монтаж полиэтиленовых газопроводов : учебное пособие / Т. В. Ефремова, Е. Е. Мариненко, П. П. Кондауров, С. Н. Рябов ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. — Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. — 98, [2] с.).

УДК 621.691.4.07(075.8)  
ББК 39.76я73

Незаконное использование данного продукта запрещено

ISBN 978-5-98276-616-8



© Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Волгоградский государственный  
архитектурно-строительный университет», 2013

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	4
1. Основные свойства полиэтилена .....	6
1.1. Общие сведения о полиэтилене .....	6
1.2. Физические характеристики полиэтилена .....	7
1.3. Эксплуатационные характеристики полиэтилена .....	9
2. Трубы и соединительные детали из полиэтилена .....	13
2.1. Полиэтиленовые трубы для систем газораспределения .....	13
2.2. Изготовление полиэтиленовых труб .....	19
2.3. Соединительные детали .....	22
3. Сети газораспределения и газопотребления с применением полиэтиленовых газопроводов .....	28
3.1. Основные термины и определения .....	28
3.2. Требования к прокладке полиэтиленовых газопроводов .....	30
3.3. Отключающие устройства на полиэтиленовых газопроводах .....	36
3.4. Прокладка полиэтиленовых газопроводов в особых условиях .....	41
3.4.1. Прокладка полиэтиленовых газопроводов в футлярах .....	41
3.4.2. Переходы через водные преграды .....	44
3.4.2.1. Строительство перехода газопровода через водные преграды методом наклонно-направленного бурения .....	45
3.4.2.2. Строительство перехода газопровода через водные преграды открытым (траншейным) способом .....	50
3.4.3. Требования к сооружению газопроводов в особых природных и климатических условиях .....	54
3.5. Способы соединения полиэтиленовых и стальных газопроводов .....	54
3.6. Газовые вводы из полиэтилена .....	56
4. Проектирование полиэтиленовых газопроводов .....	60
4.1. Основные категории потребителей газа. Методы расчета газопотребления .....	60
4.2. Определение расчетных расходов газа .....	66
4.3. Гидравлический расчет полиэтиленовых газопроводов .....	67
4.4. Расчет газопроводов на прочность и устойчивость .....	72
4.5. Определение необходимой величины балластировки .....	76
4.6. Определение величины овализации .....	78
5. Монтаж полиэтиленовых газопроводов .....	81
5.1. Подготовительные работы .....	81
5.2. Разработка траншей и котлованов .....	82
5.3. Сварка полиэтиленовых газопроводов .....	83
5.3.1. Общие сведения .....	83
5.3.2. Сварка встык нагретым инструментом .....	84
5.3.3. Сварка соединительными деталями с закладными нагревателями .....	86
5.4. Укладка наружных газопроводов .....	88
5.5. Засыпка газопровода .....	92
6. Восстановление изношенных подземных стальных газопроводов .....	94
Заключение .....	98
Список рекомендуемой литературы .....	99

## ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает огромными промышленными и разведанными запасами природного газа, основные из которых расположены в Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печерской нефтегазоносной провинциях, а также в Восточной Сибири, на Северном Кавказе и Дальнем Востоке.

Кроме того, Россия является одним из главных экспортеров природного газа на мировом рынке. Поэтому у нас есть возможность укреплять уже существующие и развивать новые внешние экономические связи с другими странами на основе экспорта газа.

В начале нового тысячелетия газ стал самым главным топливным ресурсом до прихода других, более эффективных видов топлива. Поэтому необходимы поддержка и дальнейшее развитие газовой промышленности России.

Эффективность использования газа в быту и промышленности во многом зависит от применения современных технологий, материалов и оборудования. Использование полиэтиленовых труб повышает надежность и долговечность систем газоснабжения, уменьшает сроки строительства и затраты на эксплуатацию подземных газопроводов.

Первые распределительные газопроводы в России, начиная с 1835 г. и вплоть до 1946 г., строились из чугунных труб. С 1931 г. в России началось строительство газопроводов из стальных труб, которые в большинстве случаев не выдерживают нормативный срок эксплуатации (40 лет).

Наиболее доступными и подходящими по свойствам для подземных газопроводов оказался полиэтилен. Появление в середине 90-х гг. XX в. импортных, а затем и отечественных труб из полиэтилена средней плотности и сварочной техники с элементами автоматизации позволило применять эти трубы не только для строительства новых, но и для реконструкции изношенных газопроводов.

В настоящее время в России накоплен достаточно большой опыт использования полиэтиленовых труб (ПЭ-трубы) для строительства газопроводов. Однако сегодня их применяют при устройстве немногим более 50 % новых газопроводов низкого и среднего давления (5 лет назад — не более 20 %). Темпы строительства газопроводов из полиэтиленовых труб нарастают с каждым годом.

Преимущества полиэтиленовых перед стальными трубами неоспоримы: служат значительно дольше стальных (гарантийный срок 50 лет, прогнозируемый срок службы — 100 лет);

низкая стоимость. Стоимость полиэтиленовых труб значительно ниже стоимости изолированной стальной трубы. Экономичность применения ПЭ-труб увеличивается с уменьшением диаметра (менее 200 мм) и толщины стенок;

не подвержены коррозии, не требуют катодной защиты и поэтому почти не нуждаются в обслуживании;

не подвержены коррозионному зарастанию;

не боятся контактов с водой и стойки к большинству агрессивных сред;

со временем пропускная способность полиэтиленовой трубы не снижается (внутренняя поверхность трубы практически не зарастает);

полиэтиленовые трубы в 2—4 раза легче стальных, что существенно облегчает их транспортировку и монтаж;

повышенная скорость и затраты на производство монтажа. ПЭ-трубы в 5—7 раз легче стальных. Для монтажа ПЭ-труб не требуется тяжелая техника, он производится бригадой из двух человек. Значительно ниже потребление электроэнергии (либо топлива) по сравнению со сваркой труб. А применение так называемых длинномерных труб (на катушках или в бухтах) снижает количество сварных соединений в десятки раз. Все это значительно ускоряет строительство трубопроводов и снижает их стоимость;

стыковая сварка полиэтиленовых труб полностью автоматизирована, она значительно надежнее, дешевле, проще и занимает меньше времени;

увеличение пропускной способности. Пропускная способность полиэтиленовых труб со временем из-за расширения материала увеличивается до 3 % за весь срок службы трубопровода;

эластичность материала. Гибкость ПЭ-труб упрощает строительство и позволяет отказаться от покупки отводов;

при замерзании воды труба не повреждается и не теряет своих свойств.

Преимущества полиэтиленовых газопроводов позволяют ускорить процесс газификации населенных пунктов, в том числе сельской местности. Применение в качестве материала для труб полиэтилена позволяет уменьшить затраты как при строительстве, так и при эксплуатации, а также значительно увеличить срок службы систем газораспределения и газопотребления.

# 1. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПОЛИЭТИЛЕНА

## 1.1. Общие сведения о полиэтилене

Под *пластмассами* понимают конструкционные материалы, перерабатываемые в изделия методами пластической деформации: экструзией, литьем под давлением, формованием и прессованием. Пластмассы состоят из нескольких компонентов: полимера, добавок (стабилизаторов, пластификаторов, красителей, антистатиков), служащих для улучшения эксплуатационных характеристик изделий и облегчения процесса переработки, и наполнителей.

Основой для создания пластмасс являются *полимеры* — вещества, состоящие из многократно повторяющихся в определенном порядке мономерных звеньев, каждое из которых представляет собой небольшую группу атомов. Название полимера складывается из названия образующего мономера и приставки «поли». Мономерные звенья соединены в линейные или разветвленные цепи, называемые *макромолекулами*. Способность макромолекул или их участков к перемещению обуславливает способность к значительным деформациям полимерных материалов.

*Полиэтилен* — твердый полимер белого цвета, являющийся высокомолекулярным соединением и на 50...85 % имеющий кристаллическую структуру. Температура эксплуатации — от  $-20$  до  $+30$  °С. Полиэтилен производится путем полимеризации этилена, в результате чего образуется линейный полиэтилен без боковых ответвлений.

Под полимеризацией понимается экзотермическая цепная реакция, во время которой низкомолекулярные ненасыщенные соединения при расщеплении двойных связей атомов углерода образуют друг с другом огромное число повторяющихся звеньев без выделения побочных продуктов реакции. Для протекания реакции полимеризации необходимо воздействие на исходный мономер (этилен) энергетических факторов: давления, тепла, света, элементарных частиц, катализаторов. Схема получения из этилена наиболее простого по строению макромолекул полиэтилена  $[-\text{CH}_2 - \text{CH}_2 -]$  приведена на рис. 1.1.

Количество звеньев  $n$  в макромолекуле называется степенью полимеризации и определяет молекулярную массу полимера. Как правило, полимеры состоят из смеси молекул различной массы и длины. По строению мак-

ромолекул полимеры подразделяются на линейные (простые), разветвленные и пространственные. Линейные макромолекулы состоят из большого количества мономерных единиц и не имеют ответвлений. Разветвленные полимеры содержат боковые ответвления, а в пространственных полимерах макромолекулы соединены между собой поперечными связями. Поэтому линейные и разветвленные полимеры хорошо плавятся под воздействием тепла или растворяются, в отличие от пространственных полимеров, которые теряют способность плавиться и растворяться, но обладают большей прочностью.

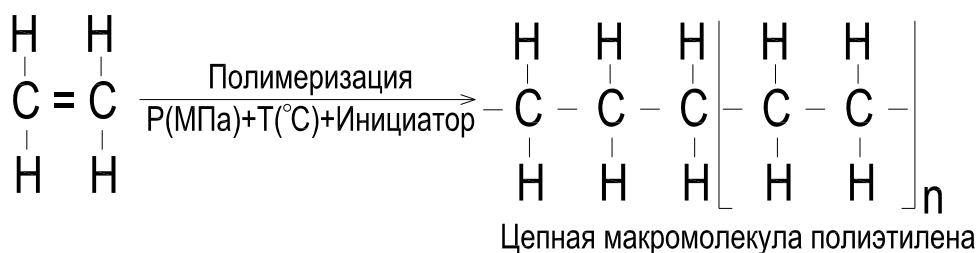


Рис. 1.1. Схема получения полиэтилена

При проведении одновременной полимеризации — *сополимеризации* — этилена с другими гомологами (бутеном, гексеном и октеном) образуются боковые ответвления от основной цепи. Сополимеры полиэтилена имеют более высокие физико-механические характеристики, в том числе большие показатели прочности. Процесс полимеризации полиэтилена из мономера этилена протекает по следующим стадиям: *старт*, *рост цепи*, *обрыв цепи*, управляется с помощью инициаторов, ускорителей и катализаторов.

## 1.2. Физические характеристики полиэтилена

Свойства полиэтилена зависят в основном от его плотности, молекулярной массы и молекулярно-массового распределения. При охлаждении расплава в процессе изготовления цепные молекулы полимера ориентируются в определенном порядке, образуя небольшие *кристаллиты*, разделенные аморфными участками. Плотность полиэтилена возрастает с увеличением степени кристаллизации. Чем выше плотность полиэтилена, тем выше его жесткость, твердость, прочность на разрыв и стойкость к воздействию химических веществ. Увеличение молекулярной массы приводит к увеличению ударной вязкости материала, стойкости к растяжению и разрыву и стойкости к растрескиванию под нагрузкой.

В зависимости от плотности различают полиэтилен низкой, средней и высокой плотности (табл. 1.1).

Значение плотности полиэтилена

Градация полиэтилена по плотности	Международное обозначение	Значение плотности исходного сырья, г/см <sup>3</sup>
Низкая плотность	PELD	0,910...0,925
Средняя плотность	PEMD	0,926...0,940
Высокая плотность	PEHD	0,941...0,965

Полиэтилен низкой плотности (PELD) получают полимеризацией при высоком давлении (100...200 МПа) и температурах порядка 200 °С, такой полиэтилен имеет разветвленную структуру с большим количеством боковых цепей (20...30 ответвлений на 1000 мономерных звеньев), затрудняющих образование кристаллитов. Полиэтилен средней и высокой плотности получают методами полимеризации при низком давлении, именно эти материалы используются для производства газопроводных труб. Полиэтилен высокой плотности (PEHD) характеризуется малой разветвленностью макромолекул (не более 4 ответвлений на 100 мономерных звеньев) и степенью кристаллизации 30...75 %. Полиэтилен средней плотности (PEMD) имеет степень кристаллизации 50...60 %.

При нагреве выше температуры плавления полиэтилен переходит из твердого в вязкотекучее, расплавленное состояние. Данные о температуре плавления важны для определения температуры сварки. Температура плавления полиэтилена высокой плотности находится в диапазоне 124...132 °С, для полиэтилена низкой плотности этот интервал составляет 103...115 °С. Процесс плавления происходит постепенно: с повышением температуры содержание аморфной фазы увеличивается до тех пор, пока не расплавятся все кристаллические области.

Полиэтилен обладает высокими электроизоляционными свойствами. Он характеризуется стойкостью при нагревании в вакууме или в среде инертного газа, однако при температуре 290 °С происходит термическая деструкция, а при температуре 475 °С — пиролиз. Полиэтилен является горючим материалом с температурой самовоспламенения в воздухе порядка 370 °С.

Низкая газо- и паропроницаемость полиэтилена обуславливают его пригодность для строительства газопроводов. Диффузионная проницаемость полиэтиленов PEHD и PEHD находится в диапазоне от 0,6 до 4,0 м<sup>3</sup> на 1 км в год при рабочем давлении в газопроводе 0,3...1 МПа. Газопроницаемость PELD несколько выше (в 4...8 раз). Приблизительно газопроницаемость полиэтиленовых труб  $V$ , см<sup>3</sup>/год, можно определить по формуле

$$V = k(d_n l P N) / e_n,$$



где  $k$  — коэффициент газопроницаемости,  $\text{см}^3/(\text{м}\cdot\text{МПа}\cdot\text{год})$ , для природного газа, содержащего 80...90 % метана, для труб из РЕНД принимается равным 0,56;  $d_n$  — номинальный наружный диаметр, мм;  $l$  — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;  $e_n$  — толщина стенки трубы, см;  $P$  — давление в газопроводе, МПа;  $N$  — расчетное время эксплуатации газопровода, дни.

Положительным свойством полиэтилена, выгодно отличающим его от стальных труб, является его высокая химическая стойкость к щелочам, растворам солей, органическим кислотам, сложным эфирам, бензину и другим веществам, в связи с чем на поверхность полиэтиленовых не требуется нанесение изоляционных покрытий. Однако полиэтилен низкой плотности не обладает стойкостью к жидкому пропану, хлору и хлорированным углеводородам, концентрированной азотной кислоте, поэтому при проектировании полиэтиленовых трубопроводов необходимо учитывать не только свойства внешней, но и транспортируемой среды. При повышении температуры химическая стойкость полиэтилена к некоторым веществам (алифатическим и ароматическим углеводородам и их галогенопроизводным при температуре более 80 °С) резко уменьшается.

В настоящее время полиэтилен является самым оптимальным материалом для газораспределительных систем, в наилучшей степени сочетающим все свойства, необходимые для этих целей: низкая газопроницаемость, коррозионная стойкость к внешней среде и транспортируемому газу, высокая эластичность и ударопрочность в интервале рабочих температур от  $-20$  °С до  $+30$  °С, простота и надежность соединения, технологичность и экономичность в изготовлении как самих труб, так и соединительных деталей к ним, легкость монтажа.

### 1.3. Эксплуатационные характеристики полиэтилена

Способ получения полиэтилена и его плотность не дают полного представления о свойствах материала и их изменении на протяжении периода эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов, поэтому были введены специальные эксплуатационные характеристики трубных марок полиэтилена, основной из которых является *минимальная длительная прочность* MRS (Minimum Required Strength). Минимальная длительная прочность характеризует стойкость трубных образцов, выполненных из полиэтилена, к внутреннему давлению и времени его воздействия при заданной температуре.

В соответствии с определением по ГОСТ Р 50838—2009, минимальная длительная прочность MRS — это значение нижнего доверительного предела прогнозируемой гидростатической прочности  $\sigma_{LPL}$ , МПа, при темпера-

туре 20 °С и времени 50 лет, округленное до ближайшего нижнего значения ряда R10 или ряда R20 по ГОСТ 8032—84 и ГОСТ ИСО 12162—2006 в зависимости от значения  $\sigma_{LPL}$ .

Нижний доверительный предел прогнозируемой гидростатической прочности  $\sigma_{LPL}$  — это величина с размерностью напряжения, определяющая свойства материала, представляющая собой 97,5%-й нижний доверительный предел прогнозируемой длительной гидростатической прочности при температуре  $T$  и времени  $t$  ( $\sigma_{LPL} = \sigma_{(T,t,0,975)}$ ).

Введение показателя MRS обусловлено изменением структуры и свойств полиэтилена при длительных нагрузках. Под действием приложенных нагрузок (для трубопроводов это нагрузки на внешнюю и внутреннюю поверхность трубы) полимеры со временем деформируются. Скорость нарастания деформаций является определяющим фактором срока службы полиэтиленовых трубопроводов. Скорость нарастания деформаций зависит от структуры материала, величины напряженного состояния и температуры эксплуатации.

Для определения MRS образцы труб нагружаются внутренним давлением, создающим в стенке трубы кольцевое напряжение заданного уровня, и доводятся до разрушения. Испытания проводятся внутренним давлением при трех температурах, две из которых заданы: 20 и 80 °С, а третья — любая в пределах от 30 до 70 °С на протяжении 9000 ч, при этом на кривой экстраполяции при 80 °С не должно быть перегиба при времени  $t < 5000$  ч. На основании зависимости кольцевого напряжения от времени до разрушения и температуры испытания оцениваются прочностные свойства полимера и экстраполируются на заданный период времени. Показатели кольцевых напряжений, которые способна выдержать труба на протяжении как минимум 50 лет при температуре окружающей среды 20 °С определяют значение MRS. Принятый в отечественных и международных стандартах минимальный срок эксплуатации полиэтиленовых труб 50 лет представляет собой экономическую характеристику, на основании которой определяется норма амортизационных отчислений. Реальный срок службы полиэтиленовых газопроводов намного больше.

Классификация композиций полиэтилена (ПЭ) по показателю MRS, принятая в России с 1995 г., приведена в табл. 1.2. Под *композицией* понимается гомогенная гранулированная смесь базового полимера (ПЭ), включающая в себя добавки (антиоксиданты, пигменты, светостабилизаторы и др.), вводимые на стадии производства композиции, в концентрациях, необходимых для обеспечения изготовления и использования труб, соответствующих требованиям ГОСТ Р 50838—2009. В таблице не указаны ха-

рактеристики полиэтилена марки ПЭ 63, применяемого для изготовления газопроводов до 2000 г., поскольку в настоящее время полиэтилен этой марки при строительстве газопроводов не используется.

Таблица 1.2

**Длительная прочность композиций полиэтилена по классификации MRS**

Обозначение	MRS, МПа	Длительная прочность, МПа	Максимальное рабочее давление (MOP), МПа, в трубах с SDR11 при коэффициенте запаса прочности $C = 2,0$
ПЭ 80	8,0	От 8,00 до 9,99	0,80
ПЭ 100	10,0	$\geq 10,00$	1,00

Максимальное рабочее давление (MOP) включает в себя физические и механические характеристики элементов трубопровода, а также влияние газа на эти характеристики. Под *максимальным рабочим давлением* понимается максимальное эффективное давление газа, МПа, в трубопроводе, допускаемое для постоянной эксплуатации, которое рассчитывают по формуле

$$MOP = \frac{2MRS}{(SDR - 1)CC_t},$$

где SDR — стандартное размерное отношение;  $C$  — коэффициент запаса прочности;  $C_t$  — коэффициент снижения давления в зависимости от рабочей температуры газа.

Стандартное размерное отношение SDR равно отношению номинального наружного диаметра трубы  $d_n$ , мм, к ее номинальной толщине стенки  $e_n$ , мм:

$$SDR = \frac{d_n}{e_n}.$$

*Коэффициент запаса прочности  $C$* , называемый также в литературе коэффициентом безопасности, суммарным эксплуатационным коэффициентом, проектировочным коэффициентом, имеет значение больше 1,0 и учитывает условия эксплуатации (грунтовые условия, топографические, сейсмические, климатические факторы и т. д.), в том числе и свойства элементов трубопровода, не учтенные при определении нижнего доверительного предела.

*Коэффициент снижения давления  $C_t$*  учитывает влияние температуры газа при расчете максимального рабочего давления и принимается равным 1,0 при рабочей температуре 20 °С; 1,1 — при рабочей температуре 30 °С;

1,3 — при рабочей температуре 40 °С. Для промежуточных значений температуры допускается линейная экстраполяция значений коэффициента  $C_1$ .

Свойства полиэтилена как исходного сырья для переработки в изделия контролируются по нескольким показателям: плотность, текучесть расплава, степень чистоты, механические характеристики, хрупкость, стойкость к растрескиванию, термостабильность, внешний вид. Образцы для определения механических показателей (относительное удлинение при разрыве, предел текучести при растяжении и прочность при разрыве), плотности, стойкости к растрескиванию и т. д. вырубают из пластин, изготовленных прессованием. Величина относительного удлинения полиэтилена, предназначенного для сетей газораспределения, как правило, должна быть не менее 700 %, что свидетельствует о его исключительно высокой пластичности. Основные характеристики композиции полиэтилена для изготовления труб и маркировочных полос, а также требования к испытаниям образцов приведены в обязательных и справочных приложениях к ГОСТ Р 50838—2009.

## 2. ТРУБЫ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА

### 2.1. Полиэтиленовые трубы для систем газораспределения

Трубы для систем газораспределения изготавливаются из композиций полиэтилена минимальной длительной прочностью MRS 8,0 МПа (ПЭ 80) и MRS 10,0 МПа (ПЭ 100) в соответствии с технологической документацией, утвержденной в установленном порядке. Трубы номинальным наружным диаметром от 16 до 630 мм выпускаются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50838—2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия», соответствующего международному стандарту ИСО 4437:2007. Полиэтиленовые трубы по указанному стандарту предназначены для транспортирования горючих газов по ГОСТ 5542—87, применяемых в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования при максимальном рабочем давлении до 1,2 МПа и рабочей температуре газа до 40 °С.

Для подземных газопроводов используются трубы трех типов:

из полиэтилена (номинальным наружным диаметром  $d_n$ ), в том числе с маркировочными полосами;

из полиэтилена с соэкструзионными слоями на наружной или внутренней поверхности трубы (номинальным наружным диаметром  $d_n$ ), где все слои имеют одинаковый уровень MRS. За *номинальный наружный диаметр* принимается в этом случае совокупный наружный диаметр, включающий соэкструзионный черный или цветной слой снаружи трубы, а *номинальная толщина стенки  $e_n$*  определяется как совокупная толщина стенки всех слоев;

из полиэтилена (номинальным наружным диаметром  $d_n$ ) с дополнительной защитной оболочкой из термопласта на наружной поверхности трубы, легко удаляемой при монтаже. Оболочка предназначена для защиты труб от механических повреждений при транспортировке, монтаже и эксплуатации. Для защитной оболочки используют гранулированные композиции термопластичного материала (например, полипропилена) с термо- и светостабилизаторами, неорганическими наполнителями и технологическими добавками.

Полиэтиленовые трубы в защитной оболочке применяются в случае возможного повреждения поверхности трубы при прокладке газопровода в техногенных несвязных и гравийных грунтах при отсутствии защитного основания и присыпки. Кроме того, защитные оболочки необходимы при протяжке полиэтиленовых труб внутри изношенных стальных, при использовании методов бестраншейной прокладки в случаях возможного повреждения поверхности трубы, в районах с повышенной сейсмичностью (7 и более баллов).

ГОСТ Р 50838—2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия» распространяется: 1) на трубы из полиэтилена, в том числе с маркировочными полосами; 2) с соэкструзионными слоями на наружной и внутренней поверхностях; 3) с защитной оболочкой из термопласта на наружной стороне.

ГОСТ вносит ряд терминов:

*Номинальный наружный диаметр  $d_n$* , мм, — это обозначение размера, которое является общим для всех элементов трубопровода из термопластов, кроме фланцевых и резьбовых соединений. Номинальный наружный диаметр представляет собой целое число, удобное для ссылок.

*За средний наружный диаметр  $d_{em}$* , мм, принимается измеренный наружный периметр трубы, деленный на  $\pi$ , округленный в большую сторону до 0,1 мм. Значение  $\pi$  принимают равным 3,142.

*Минимальный средний наружный диаметр  $d_{em.min}$*  — минимальное значение среднего наружного диаметра трубы, установленное ГОСТ Р 50838—2009, которое равно номинальному наружному диаметру  $d_n$ , выраженному в миллиметрах (табл. 2.1). *Максимальный средний наружный диаметр  $d_{em.max}$*  — максимальное значение среднего наружного диаметра трубы.

*Овальность* (отклонение от округлости) — разность между измеренными максимальным и минимальным наружными диаметрами трубы, выраженная в миллиметрах, в одном и том же поперечном сечении трубы (табл. 2.1).

*Номинальная толщина стенки  $e_n$* , мм, — толщина стенки, установленная в ГОСТ ИСО 4065—2005 и соответствующая минимальной допустимой толщине стенки  $e_{y.min}$  в любой точке  $e_y$ .

*Толщина стенки в любой точке  $e_y$* , мм, — измеренная толщина стенки в любой точке по периметру трубы, округленная до 0,1 мм.

*Минимальная толщина стенки  $e_{y.min}$* , мм, — минимальная толщина стенки, установленная в ГОСТ Р 50838—2009 и соответствующая номинальной толщине стенки  $e_n$  (табл. 2.2). В таблице не указаны величины предельного отклонения толщины стенки трубы.

Таблица 2.1

## Наружные диаметры и овальность полиэтиленовых труб

Номинальный наружный диаметр $d_n$ , мм	Средний наружный диаметр $d_{em}$ , мм		Овальность после экструзии, не более	Номинальный наружный диаметр $d_n$ , мм	Средний наружный диаметр $d_{em}$ , мм		Овальность после экструзии, не более
	$d_{em.min}$ , мм	Предельное отклонение			$d_{em.min}$ , мм	Предельное отклонение	
16	16,0	+0,3	1,2	160	160,0	+1,0	3,2
20	20,0	+0,3	1,2	180	180,0	+1,1	3,6
25	25,0	+0,3	1,2	200	200,0	+1,2	4,0
32	32,0	+0,3	1,3	225	225,0	+1,4	4,5
40	40,0	+0,4	1,4	250	250,0	+1,5	5,0
50	50,0	+0,4	1,4	280	280,0	+1,7	9,8
63	63,0	+0,4	1,5	315	315,0	+1,9	11,1
75	75,0	+0,5	1,6	355	355,0	+2,2	12,5
90	90,0	+0,6	1,8	400	400,0	+2,4	14,0
110	110,0	+0,7	2,2	450	450,0	+2,7	15,6
125	125,0	+0,8	2,5	500	500,0	+3,0	17,5
140	140,0	+0,9	2,8	560	560,0	+3,4	19,6
				630	630,0	+3,8	22,1

Таблица 2.2

Номинальная толщина стенок труб  $e_n$ , мм, при различных значениях SDR

Номинальный наружный диаметр $d_n$	SDR 26	SDR 21	SDR 17,6	SDR 17	SDR 13,6	SDR 11	SDR 9
16	—	—	—	—	—	2,3	3,0
20	—	—	—	—	—	2,3	3,0
25	—	—	—	—	—	2,3	3,0
32	—	—	—	—	2,4	3,0	3,6
40	—	—	2,3	2,4	3,0	3,7	4,5
50	—	2,4	2,9	3,0	3,7	4,6	5,6
63	2,5	3,0	3,6	3,8	4,7	5,8	7,1
75	2,9	3,6	4,3	4,5	5,6	6,8	8,4
90	3,5	4,3	5,2	5,4	6,7	8,2	10,1
110	4,2	5,3	6,3	6,6	8,1	10,0	12,3
125	4,8	6,0	7,1	7,4	9,2	11,4	14,0
140	5,4	6,7	8,0	8,3	10,3	12,7	15,7
160	6,2	7,7	9,1	9,5	11,8	14,6	17,9
180	6,9	8,6	10,3	10,7	13,3	16,4	20,1
200	7,7	9,6	11,4	11,9	14,7	18,2	22,4
225	8,6	10,8	12,8	13,4	16,6	20,5	25,2
250	9,6	11,9	14,2	14,8	18,4	22,7	27,9
280	10,7	13,4	15,9	16,6	20,6	25,4	31,3
315	12,1	15,0	17,9	18,7	23,2	28,6	35,2
355	13,6	16,9	20,1	21,1	26,1	32,2	39,7
400	15,3	19,1	22,7	23,7	29,4	36,3	44,7
450	17,2	21,5	25,5	26,7	33,1	40,9	50,3
500	19,1	23,9	28,3	29,7	36,8	45,4	55,8
560	21,4	26,7	31,7	33,2	41,2	50,8	—
630	24,1	30,0	35,7	37,4	46,3	57,2	—

Полиэтиленовые трубы по ГОСТ Р 50838—2009 используются:

при коэффициенте запаса прочности 2,5: для газопроводов низкого и среднего давления с SDR 17,6 из ПЭ 80; для газопроводов высокого давления с SDR 11 из ПЭ 80 или SDR 13,6 из ПЭ 100;

при коэффициенте запаса прочности 2,8 — для газопроводов высокого давления II категории с SDR 11 из ПЭ 100.

Условное обозначение труб состоит из слова «труба», краткой формы обозначения материала (ПЭ 80, ПЭ 100, где цифры обозначают десятикратное значение MRS), обозначения внутренней среды (ГАЗ), стандартного размерного отношения (SDR), номинального наружного диаметра и толщины стенки трубы и обозначения стандарта.

Примеры условных обозначений:

1. Труба из полиэтилена ПЭ 80, SDR 11, номинальным диаметром 160 мм и номинальной толщиной стенки 16,4 мм:

*Труба ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 — 160×16,4 ГОСТ Р 50838—2009.*

2. Труба из полиэтилена ПЭ 100, SDR 21, номинальным диаметром 630 мм и номинальной толщиной стенки 30 мм:

*Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 21 — 630×30 ГОСТ Р 50838—2009.*

К внешнему виду и эксплуатационным характеристикам труб предъявляют определенные требования. Наружная и внутренняя поверхности труб должны быть гладкими, без пузырьков, трещин, раковин и посторонних включений, видимых без увеличительных приборов. Допускаются незначительные продольные полосы и волнистость, не выводящие толщину стенки трубы за пределы допускаемых отклонений. Цвет труб — желтый или черный с желтыми или оранжевыми продольными маркировочными полосами в количестве не менее трех, равномерно распределенными по окружности трубы. Допускается по согласованию с потребителем изготовление труб без желтых полос. Цвет защитной оболочки — желтый или оранжевый.

Относительное удлинение при разрыве для труб из ПЭ 80 и ПЭ 100 должно быть не менее 350 %, термостабильность труб при температуре 200 °С — не менее 20 мин. После прогрева труб номинальной толщиной стенки 16 мм и менее изменение длины должно быть не более 3 % при отсутствии изменений внешнего вида. При начальном напряжении 2 МПа стойкость к газовым составляющим при температуре 80 °С должна быть не менее 20 ч. Эксплуатационные характеристики труб, различные для полиэтиленовых композиций марок ПЭ 80 и ПЭ 100, приведены в табл. 2.3.

Трубы из полиэтилена относят к 4-му классу опасности по ГОСТ 12.1.005. При атмосферных условиях трубы не выделяют в окружающую среду токсичных веществ и не оказывают при непосредственном контакте вредного действия на организм человека. Они не токсичны, взрывобезопасны.



Трубы из полиэтилена относят к группе «горючие» по ГОСТ 12.1.044, температура воспламенения — около 365 °С. Тушение горящих труб проводят огнетушащими составами (средствами), диоксидом углерода, пеной, огнетушащими порошками, распыленной водой со смачивателями, кошмой. Тушить пожар необходимо в противогазах марки В или кислородно-изолирующих противогазах по ГОСТ 12.4.121 и защитных костюмах по нормативной документации.

Таблица 2.3

**Нормативные характеристики полиэтиленовых труб**

Наименование показателя	Значение показателя для труб	
	из ПЭ 80	из ПЭ 100
Стойкость при постоянном внутреннем давлении при 20 °С, ч, не менее	При начальном напряжении в стенке трубы 10,0 МПа — 100	При начальном напряжении в стенке трубы 12,4 МПа — 100
Стойкость при постоянном внутреннем давлении при 80 °С, ч, не менее	При начальном напряжении в стенке трубы 4,5 МПа — 165	При начальном напряжении в стенке трубы 5,4 МПа — 165
Стойкость при постоянном внутреннем давлении при 80 °С, ч, не менее	При начальном напряжении в стенке трубы 4,0 МПа — 1000	При начальном напряжении в стенке трубы 5,0 МПа — 1000
Стойкость к быстрому распространению трещин при 0 °С для труб номинальной толщиной стенки более 15 мм или при максимальном рабочем давлении трубопровода более 0,4 МПа для всех диаметров, критическое давление, МПа, не менее	МОР/2,4 — 0,072	МОР/2,4 — 0,072
Стойкость к медленному распространению трещин при 80 °С для труб номинальной толщиной стенки более 5 мм, ч, не менее	При начальном напряжении в стенке трубы 4,0 МПа — 165	При начальном напряжении в стенке трубы 4,6 МПа — 165

Трубы стойки к деструкции в атмосферных условиях. Твердые отходы труб возвращают на переработку в изделия, допускающие использование вторичного сырья, или обезвреживают в соответствии с санитарными правилами, предусматривающими порядок накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения промышленных отходов.

Теоретически, используя трубы с одинаковым значением SDR, но различным MRS, можно проектировать газопроводы с различным коэффициентом запаса прочности в зависимости от требований к надежности того или иного участка (табл. 2.4).

**Максимальное давление в газопроводах, МПа,  
при различном коэффициенте запаса прочности  $C$**

Марка материала	MRS, МПа	SDR 17,6		SDR 11		SDR 9	
		$C = 2,5$	$C = 2,8$	$C = 2,5$	$C = 2,8$	$C = 2,5$	$C = 2,8$
ПЭ 80	8,0	0,38	0,34	0,64	0,57	0,80	0,71
ПЭ 100	10,0	0,48	0,43	0,80	0,71	1,00	0,89

На практике применять для одного газопровода трубы с различными значениями MRS нежелательно. Трубы из ПЭ 100, как правило, экономически целесообразно предусматривать для прокладки газопроводов высокого давления на территории городских поселений, проектирования экспериментальных газопроводов давлением свыше 0,6 МПа, реконструкции стальных газопроводов методом протяжки полиэтиленовых труб и других аналогичных случаев. Тогда использование труб с MRS 10,0 дает возможность уменьшить толщину стенки труб по сравнению с более распространенным материалом ПЭ 80, или позволяет запроектировать газопровод давлением 0,6 МПа в городских условиях с  $C \geq 2,8$ , поскольку более распространенные трубы с MRS 8,0 не могут быть применены из-за малого коэффициента запаса прочности.

Трубы изготавливаются и поставляются на объект строительства в прямых отрезках, бухтах и на транспортных катушках. Трубы диаметром 200 мм и более поставляются только в отрезках. Поставка труб осуществляется только партиями. Партией считают количество труб одного размера (одного номинального наружного диаметра и номинальной толщины стенки), одного вида, изготовленных из сырья одной марки на одной технологической линии и сопровождаемых одним документом о качестве. Длина труб в прямых отрезках может быть от 5 до 24 м с кратностью 0,5 м, длина труб в бухтах составляет от 50 до 200 м. Длина труб на катушках определяется заводом-изготовителем.

Размер партии должен быть не более:

15000 м — для труб диаметром 32 мм и менее;

10000 м — для труб диаметром от 40 до 90 мм включительно;

5000 м — для труб диаметром 110 и 160 мм;

2000 м — для труб диаметром от 180 до 250 мм включительно;

1500 м — для труб диаметром 250 мм и более.

Сертификат качества, сопровождающий каждую партию труб (деталей), содержит: наименование изготовителя и/или товарный знак; номер партии и дату изготовления; место нахождения и юридический адрес изготовителя; условное обозначение трубы; дату выдачи документа о качестве; номер партии; дату изготовления (день и/или месяц, год); размер партии

в метрах; марку сырья; условия и сроки хранения; результаты испытаний или подтверждение о соответствии результатов испытаний требованиям стандарта.

Одиночные трубы для транспортировки и хранения связываются в пакеты массой до 3 т. Из пакетов могут формировать блок-пакеты массой до 5 т. Трубы длинномерные диаметром до 160 мм включительно сматываются для транспортировки и хранения в бухты или наматываются на катушки. Трубы диаметром 225 мм и более могут перевозиться без формирования пакетов. Трубы в пакетах должны храниться на чистой, ровной поверхности и снаружи поддерживаться опорами. В целях безопасности высота уложенных пакетов не должна превышать 3 м.

Трубы можно транспортировать любым видом транспорта с закрытым или открытым кузовом (в крытых или открытых вагонах) с основанием, исключаяющим провисание труб.

Транспортировка труб плетевозами не допускается. При выполнении погрузочно-разгрузочных операций не допускается перемещать трубы волоком, сбрасывать трубы и детали с транспортных средств. При перевозке труб автотранспортом длина свешивающихся с кузова машины или платформы концов труб не должна превышать 1,5 м. Трубы, поставляемые на катушках, перевозятся на специальных прицепах в вертикальном положении, допускается транспортировка на платформах в горизонтальном положении. Бухты транспортируются в горизонтальном, а при наличии специальных опор — в вертикальном положении.

Трубы и соединительные детали необходимо оберегать от ударов и механических нагрузок, а их поверхности — от нанесения царапин. При транспортировке следует избегать изгиба труб. Особенно осторожно следует обращаться с трубами и деталями при низких температурах. Во избежание перемещений труб при перевозке их необходимо закреплять на транспортных средствах текстильными стропами.

Транспортировка, погрузка и разгрузка труб производятся при температуре наружного воздуха не ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ . Заглушки, которые предотвращают попадание грязи в трубы, во время хранения не снимаются. Соединительные детали трубопроводов рекомендуется доставлять на объекты строительства в контейнерах, в которых они надежно закреплены.

## **2.2. Изготовление полиэтиленовых труб**

Основной способ производства полиэтиленовых труб — непрерывная шнековая экструзия (непрерывное выдавливание). Процесс экструзии состоит в продавливании материала, находящегося в вязкотекучем состоянии, через определенное отверстие или головку и получении изделий необходимого профиля, в том числе напорных труб диаметром от 16 до 1600 мм. Для изготовления защитной полиэтиленовой оболочки

и напорных труб используется полиэтилен низкого давления в гранулах марки 273-79 высшего и первого сорта. При этом применяют в основном отечественное сырье, что не только уменьшает затраты, но и увеличивает срок службы трубопроводов. Качество отечественных компонентов полностью соответствует технологическим требованиям к материалу.

Для производства труб, как правило, используют экструдеры с одним шнеком диаметром 63 мм для труб 25...110 мм и диаметром 90 мм — для труб больших диаметров. Основные отличительные свойства экструдера:

эффективные плавление, смешение и гомогенизация полимера;

система регулирования температуры;

ровный выход также при больших противодавлениях;

производительность за оборот вне зависимости от противодавления вплоть до 40 МПа;

малое потребление электроэнергии;

прочная механическая конструкция.

Процесс изготовления труб ведется последовательно (рис. 2.1). Полиэтиленовое сырье в виде гранул поступает в загрузочный бункер экструдера, где захватывается шнеком и транспортируется в цилиндрическую камеру нагрева (170...220 °С). Проходя через экструдер, материал пластифицируется до вязкотекучего состояния, уплотняется и выдавливается через сопло на противоположном конце экструдера. Затем расплав поступает в калибровочную головку, в которой проходит через кольцевой зазор между внутренним калибром и наружными стенками и оформляется в виде трубы. Между экструдером и калибровочной (формующей) головкой устанавливается блок замены решетки. Назначение пакета сеток — собирать поступившие вместе с сырьевым материалом или возникшие в ходе процесса твердые частицы.

В калибровочной головке происходит частичное охлаждение наружной и внутренней поверхности формируемой трубы, за счет чего труба на выходе из калибровочной головки не провисает и сохраняет заданную форму. Для охлаждения калибровочной трубы используется вода. При помощи теплообменника температуру охлаждающей воды можно поддерживать неизменной и значительно более холодной, чем комнатная температура.

Дальнейшее охлаждение происходит в специальных ваннах, где поверхность трубы непрерывно орошается из форсунок. Тянущее устройство протягивает трубу через оросительную ванны и толкает ее через отрезающее устройство. Тянущее устройство состоит из треков, верхние из которых обычно пневматически прижимают к трубе. Нижние треки регулируются механически по диаметру трубы и их высота поддерживается неизменной при выпуске трубы одного и того же диаметра. В треках вращается цепь с резиновыми прокладками, которая приводится от электродвигателя с бесступенчатым регулированием скорости вращения.

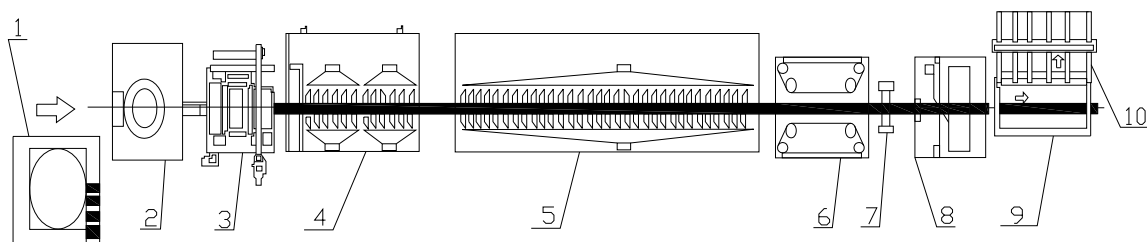


Рис. 2.1. Технологическая схема оборудования для производства полиэтиленовых труб:  
 1 — бункер-накопитель полиэтиленового гранулята; 2 — экструдер; 3 — матричная головка; 4 — вакуумная калибровочная ванна; 5 — ванна водяного охлаждения; 6 — тянущее устройство; 7 — коронатор; 8 — отрезное устройство; 9 — накопитель-перекладчик; 10 — стеллаж-накопитель — контроль качества трубы

После тянущего устройства расположен маркировочный механизм (коронатор), наносящий на поверхность трубы опознавательные знаки. Далее труба попадает в автоматический отрезной механизм, разрезающий трубу на отдельные отрезки или наматывающий на специальные барабаны и катушки. Пила отрезает пластмассовую трубу, поступающую с линии, на нужные длины. Длину участка трубы, как правило, можно задавать от панели управления отрезающим устройством или же от главной панели управления линией.

При изготовлении труб небольших диаметров (до 63 мм) тянущее и отрезающее устройства могут быть заменены наматывающим устройством, при помощи которого трубы сматываются в бухты. В зависимости от этого трубы подразделяются на длинномерные и мерной длины.

При необходимости технологическая линия оборудуется станцией коронной предварительной обработки труб, с помощью которой во время экструзии выполняется внутренняя и внешняя предварительная обработки труб. Вследствие этого обеспечивается долговечность окраски на внешней поверхности трубы и оптимальная адгезионная способность изолирующей пены, нанесенной на внутреннюю поверхность трубы.

*Длинномерные трубы* — полиэтиленовые трубы без сварных или иных соединений, длиной, как правило, более 24 м, поставляемые в бухтах и катушках и используемые при строительстве без разрезания на части или с разрезанием, если это обусловлено необходимостью присоединения к трубам соединительных деталей и отключающих устройств.

*Трубы мерной длины* — полиэтиленовые трубы, разрезаемые в процессе их изготовления на отдельные прямолинейные участки длиной, как правило, до 13 м (иногда до 24 м) и поставляемые увязанными в пакеты или в контейнерах.

*Соединительные детали* получают аналогичным способом, впрыскивая расплав полиэтилена (250 °С) в литьевую форму на специальных литьевых машинах.

### 2.3. Соединительные детали

Для проектирования, строительства и реконструкции газопроводов с использованием полиэтиленовых труб необходимо применять трубные соединения и детали по ГОСТ 52779—2007. Детали изготавливают в виде муфт, седловых отводов, заглушек, отводов, равнопроходных и неравнопроходных тройников, переходов, крестовин и втулок под фланец и др.

Детали для газопроводов (или фитинги по зарубежной терминологии) классифицируются по назначению (тройники, отводы, переходы и т. д.) и конструкции присоединительной части:

- 1) детали с трубным концом;
- 2) детали с закладными электронагревателями (электросварные);
- 3) детали с раструбным концом с закладными электронагревателями; седловые отводы с закладными электронагревателями;
- 4) седловые Т-образные отводы с закладными электронагревателями со встроенным режущим инструментом;
- 5) седловые прямые отводы с закладными электронагревателями без встроенного режущего инструмента.

Соединительные детали используют как для сварки полиэтиленовых труб между собой (муфты), так и для изменения диаметра газопровода (переходы), выполнения поворотов газопровода (отводы) и ответвлений от них (тройники), соединения полиэтиленового газопровода со стальным и в других случаях. Любые изменения стенки трубы внутри детали должны быть плавными.

Детали с трубным концом (рис. 2.2) предназначены для сварки встык с использованием нагретого инструмента и для сварки деталями с закладными электронагревателями. Наружный диаметр трубного конца детали равен номинальному наружному диаметру соединяемой трубы. Длина трубного конца  $L_2$  должна обеспечивать следующие условия:

- применение зажимов, необходимых при сварке встык;
- соединение с деталями с закладными электронагревателями.

Средний наружный диаметр трубного конца  $D_1$  — это диаметр, измеренный в любой плоскости, параллельной плоскости торца на расстоянии не более  $L_2$ . Под проходным сечением  $D_2$  понимается минимальный внутренний диаметр проходного сечения детали. Длина зоны сварки  $L_1$  — это исходная глубина трубного конца детали, необходимая для сварки встык или деталями с закладными электронагревателями.

Деталь из полиэтилена с раструбным концом с закладными электронагревателями (рис. 2.3) имеет один или более закладных электронагревательных элементов для получения сварного соединения с трубой или деталью с трубным концом.

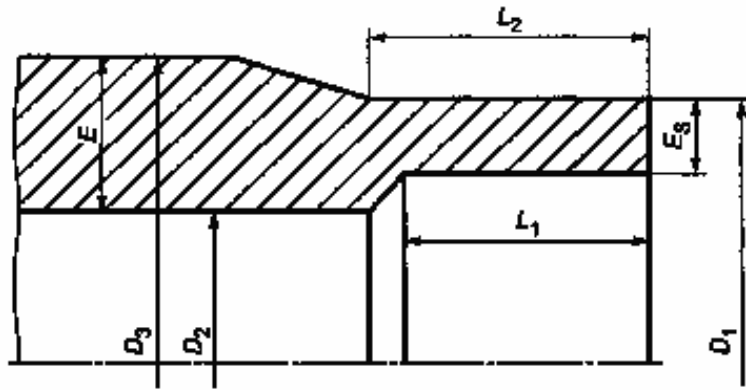


Рис. 2.2. Размеры трубных концов деталей:  $D_1$  — средний наружный диаметр трубного конца;  $D_2$  — проходное сечение;  $D_3$  — средний наружный диаметр детали;  $E$  — толщина стенки детали в любом месте;  $E_s$  — толщина стенки в любом месте зоны сварки на максимальном расстоянии от торца детали;  $L_1$  — длина зоны сварки;  $L_2$  — длина трубного конца по наружной поверхности

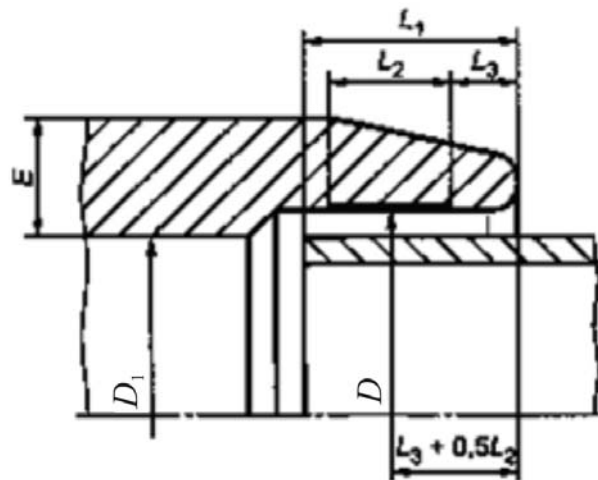


Рис. 2.3. Размеры раструбных концов деталей:  $D$  — средний внутренний диаметр раструбного конца детали в зоне сварки;  $D_1$  — проходное сечение;  $L_1$  — расчетная глубина захода трубы или охватываемого конца детали с трубным концом;  $L_2$  — номинальная длина зоны сварки, соответствующая длине зоны нагрева;  $L_3$  — номинальная длина холодной зоны на входе детали

Седловые отводы (рис. 2.4) предназначены для замены обычных тройников в тех случаях, когда диаметр ответвления меньше диаметра основного трубопровода. Седловой отвод с закладными электронагревателями — деталь из полиэтилена, устанавливаемая на наружную поверхность трубы, имеющая один или более закладных электронагревательных элементов, для получения сварного соединения с трубой. Применяются седловые Т-образные отводы с закладными электронагревателями встроенным режущим инструментом для вырезки отверстия в трубе (после монтажа инструмент остается в теле детали) и седловые прямые отводы с закладными электронагревателями без встроенного режущего инструмента.

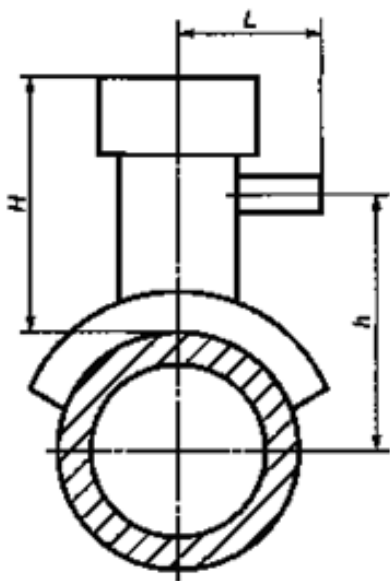


Рис. 2.4. Размеры седловых деталей с закладными электронагревателями раструбных концов деталей:  $h$  — высота бокового отводного патрубка (расстояние между осью трубы и осью отводного патрубка);  $L$  — длина вылета бокового отводного патрубка (расстояние между осью трубы и торцом отводного патрубка);  $H$  — максимальная высота седлового отвода

Седловые отводы применяются как на строящихся объектах, так и на действующих газопроводах при подключении новых потребителей к уже работающему газопроводу без снижения давления газа за счет встроенной металлической фрезы. Монтаж ответвления с использованием седлового отвода существенно экономит время и сокращает объем земляных работ в 2—3 раза. Прорезание стенки трубы осуществляют после завершения процесса сварки отвода с трубой и его проверки на герметичность. Седловые отводы бывают без ответной нижней части и с ответной нижней частью, позволяющей фиксировать отвод на трубе, но повышающей стоимость отвода.

Условное обозначение соединительных деталей состоит: из наименования детали (например, тройник неравнопроходной), сокращенного обозначения материала (ПЭ 80, ПЭ 100), вида транспортируемого топлива (ГАЗ), номинального диаметра(ов) (присоединительного) детали, стандартного размерного отношения (SDR) трубы, с которой деталь соединяется, обозначения стандарта.

Пример условного обозначения:

*Тройник неравнопроходной ПЭ 80 ГАЗ 160×110 SDR 11 ГОСТ Р 52779—2007.*

К наиболее распространенным соединительным деталям с закладным нагревателями (ЗН) относятся муфты, переходы, тройники, заглушки и седловые отводы. Ниже представлены некоторые выпускаемые промышленностью соединительные детали из полиэтилена.

Муфта без упора изготавливается из полиэтилена ПЭ 100 SDR 11 для труб диаметром 20...500 мм и ПЭ 100 SDR 17 для труб диаметром 560...800 мм. Муфта имеет открытую нагревательную спираль для оптимальной теплоотдачи, большую глубину сопряжения, особо широкую зону сварки, холодные зоны по бокам и в центре, предотвращающие вытекание расплавленной массы, не требуют при работе специальных держателей и приспособлений. Начиная с диаметра 250 мм имеют цветные жидкостные индикаторы для визуального контроля процесса сварки (рис. 2.5).

Отводы 90° из полиэтилена ПЭ 100 SDR 11 выпускаются диаметром 25...225 мм, отводы 45° с электроспиралью — диаметром 32...225 мм. Отводы имеют открытую нагревательную спираль для оптимальной теплоот-



дачи, большую глубину сопряжения, особо широкую зону сварки, холодные зоны по бокам и в центре, предотвращающие вытекание расплавленной массы, не требуют при работе специальных держателей и приспособлений (рис. 2.6).

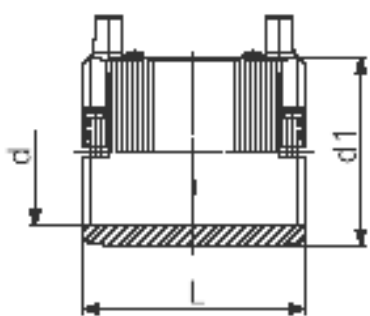


Рис. 2.5. Муфта без упора

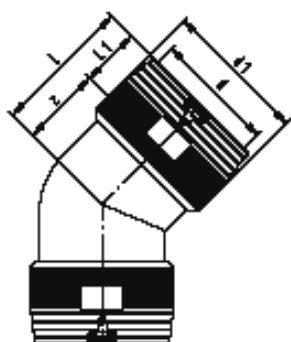
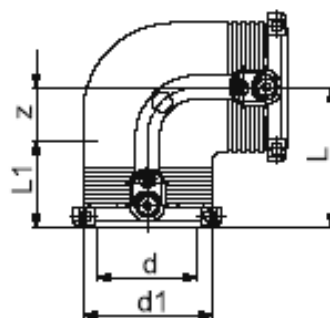


Рис. 2.6. Отводы 90° и отводы 45° с электроспиралью



Тройник 90° с удлиненным патрубком в наборе с муфтой с легко удаляемым упором изготавливается из полиэтилена ПЭ 100 SDR 11 диаметром 32...63 мм. Прямой проход имеет открытую нагревательную спираль для оптимальной теплопередачи, большую глубину сопряжения, особо широкую зону сварки, холодные зоны по бокам и в центре, предотвращающие вытекание расплавленной массы, холодные зоны сварки на торцах и в середине сварки без позиционеров. Удлиненный отводной патрубок рассчитан на две сварки (рис. 2.7).

Тройник 90° равносторонний из полиэтилена ПЭ 100 SDR 11 диаметром 75...225 мм имеет открытую нагревательную спираль для оптимальной теплоотдачи на все трех выходах, большую глубину сопряжения, особо широкую зону сварки, холодные зоны по бокам и в центре, предотвращающие вытекание расплавленной массы, не требуют при работе специальных держателей и приспособлений. Прямоточная сторона сваривается за одну установку сварочного аппарата, вследствие этого необходимы только две сварки (рис. 2.8).

Редукционная муфта из полиэтилена ПЭ 100 SDR 11 диаметром 32/20...160/110 мм служит для перехода с одного диаметра на другой, име-

ет открытую нагревательную спираль для оптимальной теплоотдачи на все трех выходах, большую глубину сопряжения, особо широкую зону сварки, холодные зоны по бокам и в центре, предотвращающие вытекание расплавленной массы, не требуют при работе специальных держателей и приспособлений. Редукционные муфты с интегрированным устройством контроля расхода газа (ПЭ 100 SDR 11 диаметром 50/40...63/50 мм) предназначены для автоматического перекрытия потока газа в случае повреждения трубы, например, экскаватором (рис. 2.9).

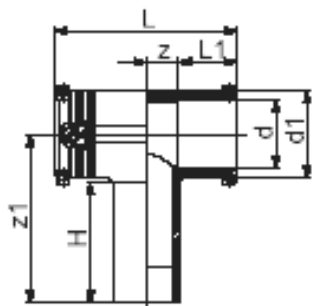


Рис. 2.7. Тройник 90° с удлиненным патрубком

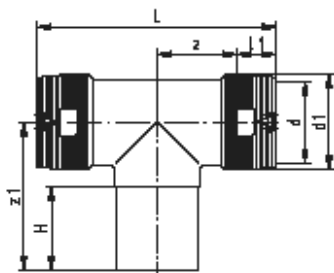


Рис. 2.8. Тройник 90° равносторонний

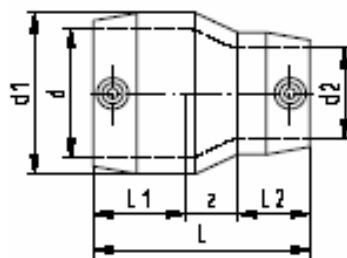


Рис. 2.9. Редукционная муфта

Муфта-заглушка с электроспиралью (ПЭ 100 SDR 11 диаметром 20...225 мм) имеет открытую нагревательную спираль для оптимальной теплоотдачи на все трех выходах, большую глубину сопряжения, особо широкую зону сварки, холодные зоны по бокам и в центре, предотвращающие вытекание расплавленной массы. Начиная с диаметра 180, имеет жидкостные индикаторы для визуального контроля процесса сварки (рис. 2.10).

Седелка с поворотной заглушкой и ответной частью используется как на строящихся газопроводах, так и при подключении новых потребителей к уже действующему газопроводу. Отвод оснащен встроенной металлической фрезой, которая может прорезать отверстие в стенке находящихся под давлением труб при сохранении герметичности полости вращения фрезы (рис. 2.11).

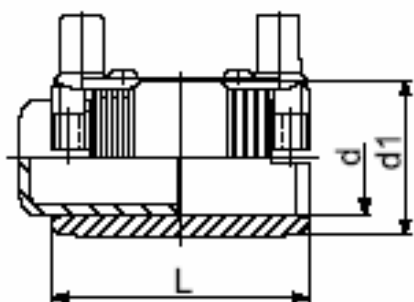


Рис. 2.10. Муфта-заглушка с электроспиралью

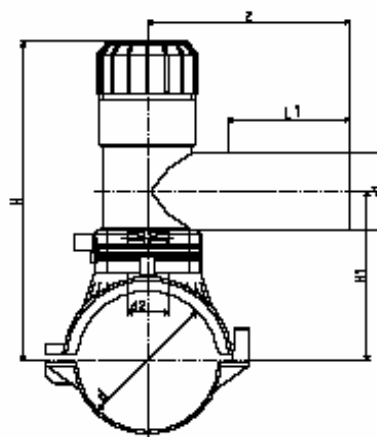


Рис. 2.11. Седелка с поворотной заглушкой и ответной частью

### **3. СЕТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

#### **3.1. Основные термины и определения**

Проектирование и строительство новых, реконструкцию и развитие действующих газораспределительных систем осуществляют в соответствии со схемами газоснабжения, разработанными в составе федеральной, межрегиональных и региональных программ газификации субъектов Российской Федерации в целях обеспечения предусматриваемого этими программами уровня газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций.

Нормативная база в области газораспределения и газопотребления постоянно совершенствуется с учетом новых технологических возможностей, современных устройств и оборудования, соответственно этому изменяются или вводятся в практику новые термины, отсутствовавшие в нормативных документах предшествующего поколения. В связи с этим представляется целесообразным обратить внимание на некоторые новые или претерпевшие изменения понятия, встречающиеся в нормативной литературе.

*Газораспределительная система* — имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям. Газораспределительная система должна обеспечивать потребителям подачу газа требуемых параметров в необходимом объеме. В газораспределительную систему входят городские распределительные газопроводы всех давлений и назначений, газораспределительные станции (ГРС), газорегуляторные пункты (ГРП), устройства связи и телемеханизации и вспомогательные сооружения, служащие для нормальной эксплуатации системы. Основными требованиями, которым должны удовлетворять все системы газораспределения, являются надежность и бесперебойность газоснабжения, безопасность, простота и удобство эксплуатации, возможность поэтапного строительства и ввода в эксплуатацию, максимальная однотипность сооружений и монтажных узлов, минимальные капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

Газораспределительные системы подразделяются:  
по виду газа (природный газ, сжиженные углеводородные газы);  
числу ступеней регулирования давления газа (одно- и многоступенчатые);  
принципу построения (кольцевые, тупиковые, смешанные).

*Сеть газораспределения* — технологический комплекс, состоящий из распределительных газопроводов, газопроводов-вводов, сооружений, технических устройств.

*Сеть газопотребления* — технологический комплекс газовой сети потребителя, расположенный от места присоединения к сети газораспределения до газоиспользующего оборудования и состоящий из газопроводов и технических устройств на них.

*Источник газа* — элемент системы газоснабжения, например, газораспределительная станция (ГРС), предназначенный для подачи газа в сеть газораспределения. На ГРС давление снижается до давления, принятого в сети.

*Наружный газопровод* — подземный и (или) надземный газопровод сети газораспределения или газопотребления, проложенный вне зданий, до внешней грани наружной конструкции здания.

*Внутренний газопровод* — газопровод, проложенный от наружной конструкции здания до места подключения расположенного внутри зданий газоиспользующего оборудования.

*Подземный газопровод* — наружный газопровод, проложенный ниже уровня поверхности земли или по поверхности земли в обваловании.

*Надземный газопровод* — наружный газопровод, проложенный выше уровня поверхности земли или по поверхности земли без обвалования. Полиэтиленовые трубы используются только для строительства подземных газопроводов.

*Распределительный газопровод* — газопровод, проложенный от источника газа до места присоединения газопровода-ввода.

*Газопровод-ввод* — газопровод, проложенный от места присоединения к распределительному газопроводу до сети газопотребления.

*Межпоселковый газопровод* — распределительный газопровод, проложенный вне территории населенных пунктов.

*Байпас сети газораспределения (газопотребления)* — обводной газопровод сети газораспределения или газопотребления.

Выбор схем газораспределения проводится в зависимости от объема, структуры и плотности газопотребления городских и сельских поселений и городских округов, размещения жилых и производственных зон, а также источников газоснабжения (местоположение и мощность существующих и проектируемых магистральных газопроводов, ГРС и др.). Выбор той или иной схемы сетей газораспределения в проектной документации выполняется на основании экономического обоснования и обеспечивается необходимой степенью безопасности.

При использовании одно- или многоступенчатой сети газораспределения подача газа потребителям производится по распределительным газопроводам одной или нескольких категорий давления. По рабочему давлению транспортируемого газа газопроводы подразделяют на газопроводы высокого давления категорий I-а, I и II, среднего давления категории III и низкого давления категории IV (табл. 3.1). В городских и сельских поселениях и городских округах рекомендуется предусматривать сети категорий I—III по давлению с пунктами редуцирования газа (ПРГ) у потребителей.

Таблица 3.1

**Классификация газопроводов по давлению газа**

Классификация газопроводов по давлению, категория	Вид транспортируемого газа	Рабочее давление в газопроводе, МПа
Высокое	Ia	Св. 1,2
	I	То же
		СУГ
II	Природный и СУГ	
Среднее	III	То же
Низкое	IV	»

Газопроводы из полиэтиленовых труб применяются для подземной прокладки при давлении природного газа до 0,6 МПа включительно внутри поселений, до 1,2 МПа включительно — межпоселковые и до 0,0005 МПа включительно — для паровой фазы СУГ.

### 3.2. Требования к прокладке полиэтиленовых газопроводов

Основные требования к проектированию, монтажу и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов приведены в СП 42-101—2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» и СП 42-103—2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов».

При проектировании подземных газопроводов рекомендуется предусматривать преимущественно полимерные трубы и соединительные детали, за исключением случаев, когда по условиям прокладки, давлению и виду транспортируемого газа эти трубы применять нельзя. Полиэтиленовые трубы при толщине стенки труб не менее 5 мм соединяют между собой сваркой встык или деталями с закладными нагревателями, при толщине стенки менее 5 мм — только деталями с закладными нагревателями.

Для строительства газопроводов применяют полиэтиленовые трубы и детали с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5. На территориях

поселений и городских округов прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,3 МПа осуществляется с применением труб и соединительных деталей из полиэтилена ПЭ 80 и ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. При прокладке полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа необходимо использовать трубы из полиэтилена ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2. На территории сельских поселений допускается прокладка полиэтиленовых газопроводов с применением труб и соединительных деталей из полиэтилена ПЭ 80 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 или ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 при глубине укладки не менее 0,9 м до верха трубы.

Коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб и соединительных деталей из полиэтилена ПЭ 80, применяемых для строительства газопроводов за пределами территории поселений и городских округов, должен быть не менее 2,5.

При прокладке межпоселковых полиэтиленовых газопроводов давлением свыше до 0,6 МПа используются трубы из полиэтилена ПЭ 80 и ПЭ 100, а при давлении от 0,6 до 1,2 МПа — только из полиэтилена ПЭ 100.

Для строительства газопроводов давлением свыше 0,6 МПа можно применять армированные полиэтиленовые трубы и соединительные детали. При этом глубина прокладки газопроводов должна быть не менее 1,0 м до верха трубы, а при прокладке на пахотных и орошаемых землях — не менее 1,2 м до верха трубы.

Допускается прокладка полиэтиленовых газопроводов из ПЭ 100 давлением свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно в поселении при входе в промузел (промзону), а также в незастроенной части поселения, если это не противоречит схемам размещения объектов капитального строительства, предусмотренного генеральным планом поселения.

Прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб для транспортирования газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также паровой фазы СУГ среднего и высокого давления и при температуре стенки газопроводов в условиях эксплуатации ниже  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  не допускается.

На территории поселений газопроводы прокладываются по улицам и проездам параллельно линии застройки, внутри кварталов — по местным условиям. В зависимости от условий трассы прокладку газопроводов из полиэтиленовых труб допускается проектировать бестраншейно (наклонно-направленным бурением, проколом, продавливанием) или в траншеях. Предпочтение отдается прокладке из длинномерных труб или труб, сваренных в длинномерные плети. Газопровод укладываются в траншею на предварительно подготовленное основание (песчаную подушку, толщина

которой должна быть не менее 10 см) и засыпается грунтом. В зависимости от категории газопровода по давлению ограничиваются минимально допустимые расстояния до зданий, сооружений и других инженерных коммуникаций (табл. 3.2).

Таблица 3.2

**Расстояния от подземного газопровода до зданий  
и других инженерных коммуникаций**

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении газопровода, МПа			
		до 0,005	св. 0,005 до 0,3	св. 0,3 до 0,6	св. 0,6 до 1,2
1. Водопровод	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
2. Канализация бытовая	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
3. Водосток, дренаж, дождевая канализация	0,2	1,0	1,5	2,0	5,0
4. Тепловые сети:					
от наружной стенки канала, тоннеля	0,2	0,2	2,0	2,0	4,0
от оболочки бесканальной прокладки	0,2	1,0	1,0	1,5	2,0
5. Кабели силовые напряжением:					
до 35 кВ	0,5	1,0	1,0	1,0	2,0
110...220 кВ	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0
6. Кабели связи	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0
7. Каналы, тоннели	0,2	2,0	2,0	2,0	4,0
8. Фундаменты зданий и сооружений до газопроводов условным диаметром:					
до 300 мм	—	2,0	4,0	7,0	10,0
св. 300 мм	—	2,0	4,0	7,0	20,0
9. Фундаменты ограждений, предприятий, эстакад, опор контактной сети и связи, железных дорог	—	1,0	1,0	1,0	1,0
10. Бортовой камень улицы, дороги (кромки проезжей части, укрепленной полосы, обочины)	То же	1,5	1,5	2,5	2,5
11. Наружная бровка кювета или подшва насыпи дороги	То же	1,0	1,0	1,0	2,0
12. Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением:					
до 1,0 кВ	—	1,0	1,0	1,0	1,0
св. 1 кВ до 35 кВ	—	5,0	5,0	5,0	5,0
» 35 кВ	—	10,0	10,0	10,0	10,0
13. Ось ствола дерева с диаметром кроны до 5 м	—	1,5	1,5	1,5	1,5
14. Автозаправочные станции	—	20	20	20	20



В стесненных условиях, характерных для городской застройки, допускается уменьшение минимально требуемых расстояний до 50 % на отдельных участках трассы, между зданиями и под арками зданий, если рабочее давление газа не превышает 0,6 МПа. В этом случае при прокладке полиэтиленовых газопроводов на участках сближения и на расстоянии не менее 5 м в каждую сторону от этого участка применяются:

длинномерные трубы без соединений;

трубы мерной длины, соединенные сваркой нагретым инструментом встык, выполненной на сварочной технике высокой степени автоматизации, или соединенные деталями с ЗН;

трубы мерной длины, сваренные сварочной техникой средней степени автоматизации, проложенные в футляре;

трубы мерной длины, сваренные сварочной техникой с ручным управлением при 100%-м контроле стыков физическими методами, проложенные в футляре.

При прокладке газопроводов на расстоянии менее 50 м от железных дорог общей сети и внешних железнодорожных подъездных путей предприятий на участке сближения и на расстоянии 5 м в каждую сторону глубина заложения должна быть не менее 2,0 м. Стыковые сварные соединения должны пройти 100%-й контроль физическими методами. Полиэтиленовые трубы должны быть изготовлены из ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 и 2,0 для газопроводов, прокладываемых на территории поселений и городских округов, и между поселениями, соответственно. Для газопроводов давлением до 0,3 МПа включительно допускается применять полиэтиленовые трубы из ПЭ 80 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2.

Расстояние по вертикали (в свету) между газопроводом (футляром) и подземными инженерными коммуникациями и сооружениями должно быть не менее 0,2 м. Допускается прокладка газопроводов различного давления в одной траншее параллельно, на одном уровне при минимальном расстоянии между стенками 0,5 м, или в разных уровнях. Расстояние между трубами должно обеспечивать удобные условия для монтажа и ремонта. Минимальное расстояние до колодцев других коммуникаций 0,3 м.

Прокладка газопроводов осуществляется на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. Глубина прокладки газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости, а также в насыпных грунтах должна приниматься до верха трубы не менее 0,9 нормативной глубины промерзания, но не менее 1 м. При равномерной пучинистости грунтов глубина прокладки газопровода до верха трубы должна быть:

не менее 0,7 нормативной глубины промерзания, но не менее 0,9 м для среднепучинистых грунтов;

не менее 0,8 нормативной глубины промерзания, но не менее 1 м для сильно и чрезмерно пучинистых грунтов.

Основным принципом при прокладке газопроводов в многолетнемерзлых грунтах является создание такого температурного режима их эксплуатации, при котором воздействие подземного газопровода на окружающий грунт было бы минимальным с точки зрения нарушений естественного теплового режима грунтового массива в зоне прохождения газопроводов.

Глубина заложения газопровода выбирается так, чтобы температура стенки трубы была выше  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  в процессе эксплуатации при рабочем давлении.

При выборе трассы полиэтиленового газопровода необходимо учитывать расположение и насыщенность в районе прокладки: тепловых сетей, водоводов и других подземных коммуникаций, проведение ремонтных работ, которые могут привести к повреждению полиэтиленовых труб. Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

Допускается укладка двух и более, в том числе стальных и полиэтиленовых газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях. В этих случаях, а также при прокладке проектируемого газопровода вдоль действующего газопровода высокого давления (свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа) расстояние между газопроводами принимается исходя из условий возможности производства строительного-монтажных и ремонтных работ не менее 0,1 м для полиэтиленовых газопроводов.

В случаях прокладки газопроводов без защитных футляров глубину заложения газопроводов в местах пересечений газопроводами улиц, проездов и так далее, рекомендуется принимать не менее 1,0 м, а длину углубленного участка траншеи — не менее 5 м в обе стороны от края указанных дорог. В случаях прокладки газопроводов без защитных футляров под дорогами V категории глубину заложения газопроводов определяют расчетом (но не менее 1 м).

В местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, а также в местах прохода газопроводов через стенки газовых колодцев газопровод следует прокладывать в футляре. Концы футляра выводятся на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций, а при пересечении стенок газовых колодцев — на расстояние не менее 2 см. Концы футляра герметично заделываются гидроизоляционным материалом.

На одном конце футляра в верхней точке уклона (за исключением мест пересечения стенок колодцев) следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

В межтрубном пространстве футляра и газопровода разрешается прокладка эксплуатационного кабеля (связи, телемеханики и электрозащиты) напряжением до 60 В, предназначенного для обслуживания газораспределительных систем.

Обозначать трассу газопровода можно путем установки опознавательных знаков (в соответствии с положениями СП 42-101—2003) и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, а для межпоселковых газопроводов возможна (при отсутствии постоянных мест привязки) прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2...0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5...4 мм<sup>2</sup> с выходом концов его на поверхность под ковер или футляр вблизи от опознавательного знака. Допускается применение сигнальной ленты с вмонтированным в нее электропроводом-спутником или полосой металлической фольги, позволяющей определить местонахождение газопровода приборным методом. Вывод провода-спутника над поверхностью земли под защитное устройство (например, ковер) предусматривается в специальных контрольных точках, располагаемых на расстояниях не более 4,0 км друг от друга.

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!» (ТУ 2245-028-00203536) укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода. На участках пересечений газопроводов (в том числе межпоселковых) с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектом.

При прокладке газопровода в футляре (каркасе) или способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не требуется. На границах прокладки газопровода способом наклонно-направленного бурения устанавливаются опознавательные знаки.

Опознавательные знаки устанавливаются на углах поворота трассы, местах изменения диаметра, установки арматуры и сооружений, принадлежащих газопроводу, а также на прямолинейных участках трассы (через 200...500 м). На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и другие сведения. Опознавательные знаки устанавливаются на железобетонные столбики или металлические реперы высотой не менее 1,5 м или другие постоянные ориентиры.

### **3.3. Отключающие устройства на полиэтиленовых газопроводах**

В качестве отключающих устройств на полиэтиленовых газопроводах можно использовать металлическую запорную арматуру и полиэтиленовые краны. Применение шаровых кранов позволяет снизить затраты не только на строительство, но и на эксплуатацию газопроводов, поскольку не требуется техническое обслуживание в течение всего срока службы. Считается, что шаровые краны гарантированно выдерживают 200 циклов открытия и закрытия, что вполне достаточно для их функционирования в течение 50-летнего срока службы.

Полиэтиленовые краны устанавливаются подземно, в колодцах или без них. В случае бесколодезной установки шток регулирования крана заключают в футляр или другую защитную конструкцию с выводом под ковер или люк (рис. 3.1, 3.2). Крышка ковера или люка колодца должна находиться на одном уровне с поверхностью асфальтового покрытия проезжей части дороги или тротуара, а при расположении ковера вне дорожного покрытия — устанавливаться выше поверхности земли на 0,3...0,5 м. Вне пределов населенных пунктов вокруг коверов целесообразно устраивать ограждения, исключающие доступ к ним посторонних лиц, и вывешивать таблички, предупреждающие об опасности.

Установку кранов в колодце рекомендуется применять только в тех случаях, когда глубина прокладки газопровода не позволяет использовать телескопическую приводную штангу или условия прокладки газопровода требуют сохранения существующего колодца или устройства нового (рис. 3.3).

Полиэтиленовые краны устанавливают в соответствии с рекомендациями фирмы-производителя, как правило, на опорную подушку. Толщина песчаного основания под опорную подушку, на которую устанавливают полиэтиленовый кран, должна быть не менее 0,1 м. Допускается устанавливать полиэтиленовый кран без опорной подушки на основание из песка (кроме пылеватого) высотой не менее 0,2 м и длиной по 1,0 м в каждую сторону от оси крана. При монтаже предусматривают конструктивное мероприятие, направленное на противодействие силам морозного пучения: засыпку траншеи на участке установки крана непучинистым грунтом на всю высоту до подушки ковера.

Присоединение полиэтиленовых газопроводов к металлической запорной арматуре может быть выполнено как непосредственно при помощи разъемных соединений, так и через стальные вставки с неразъемными соединениями «полиэтилен — сталь».

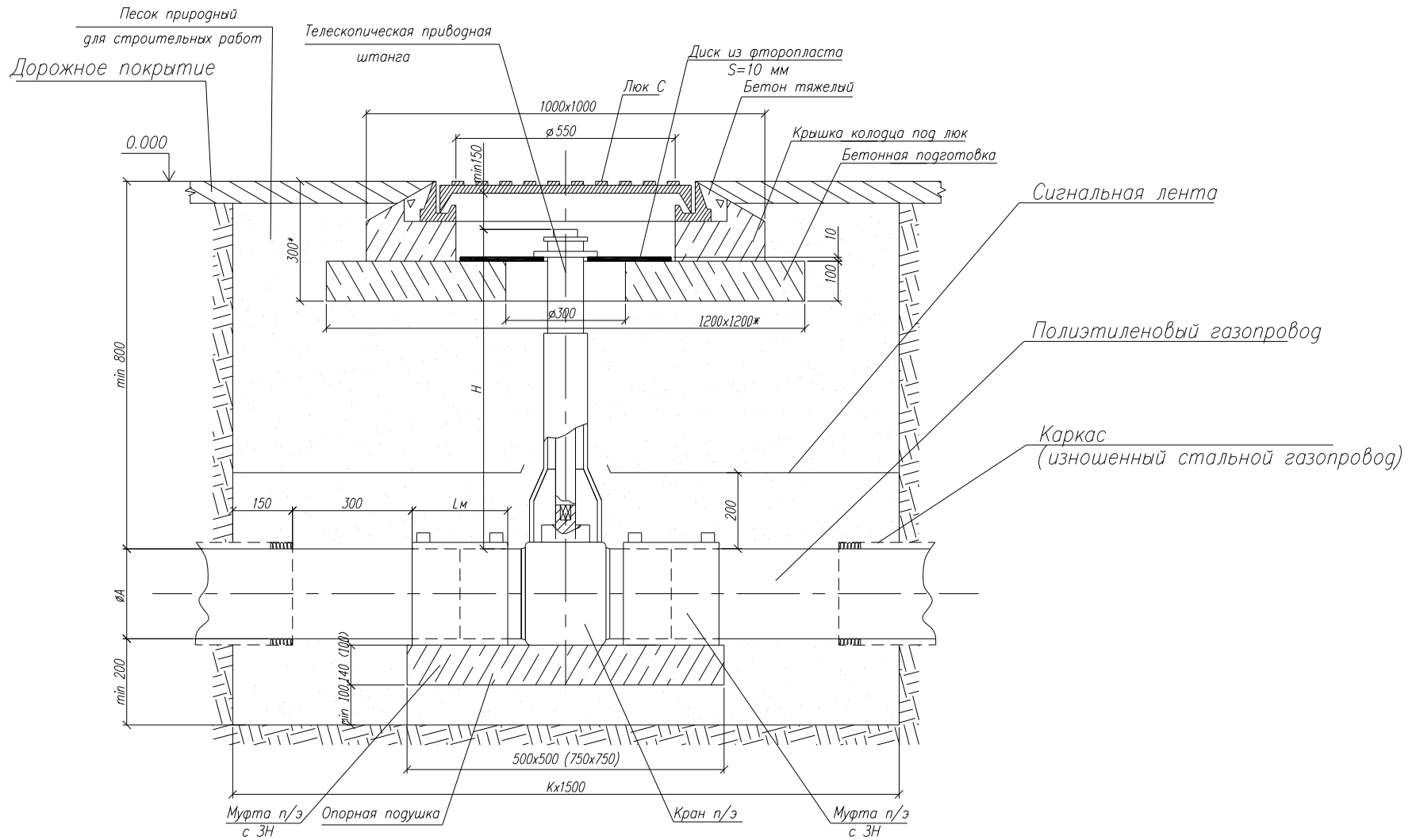


Рис. 3.1. Установка полиэтиленового крана с выводом под люк

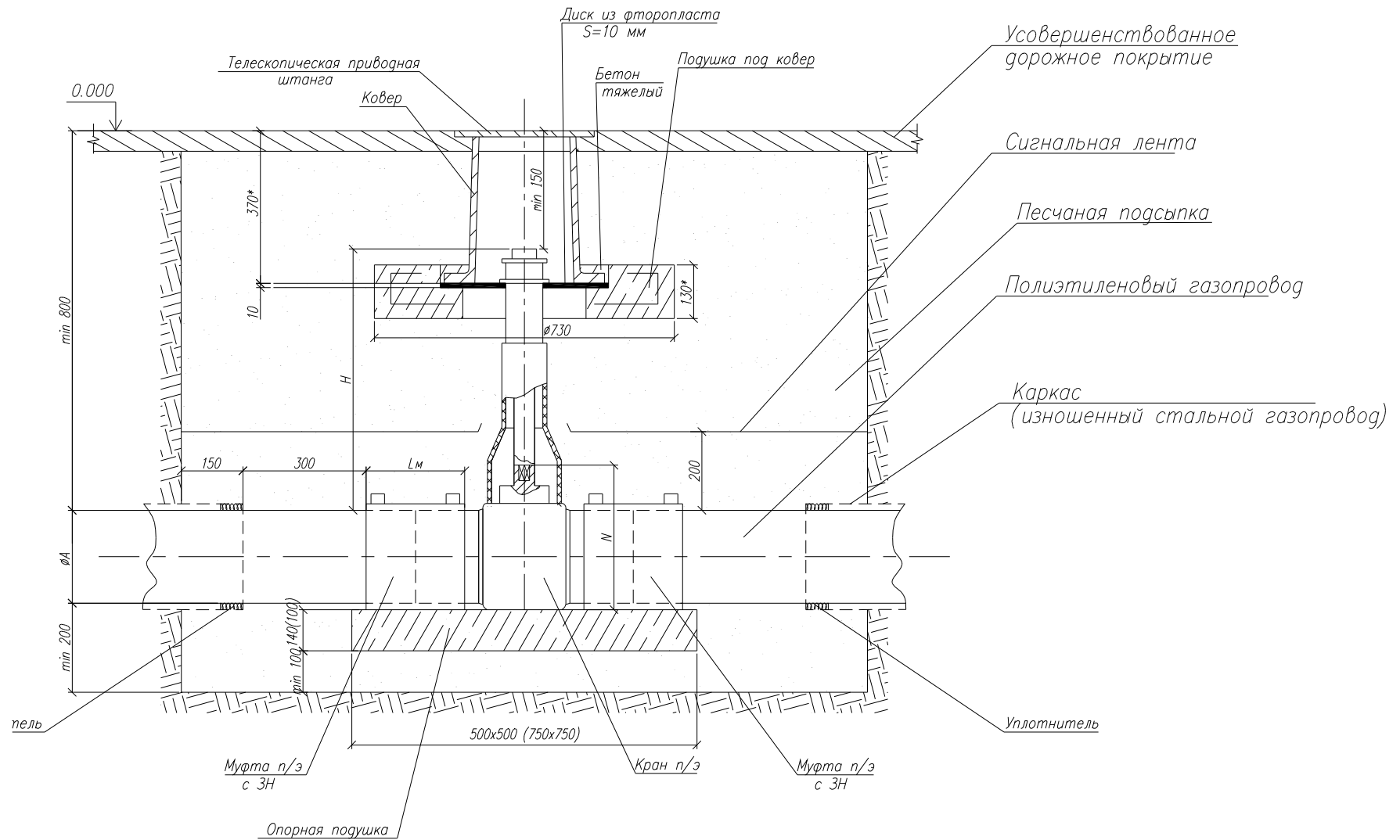


Рис. 3.2. Установка полиэтиленового крана с выводом под ковер

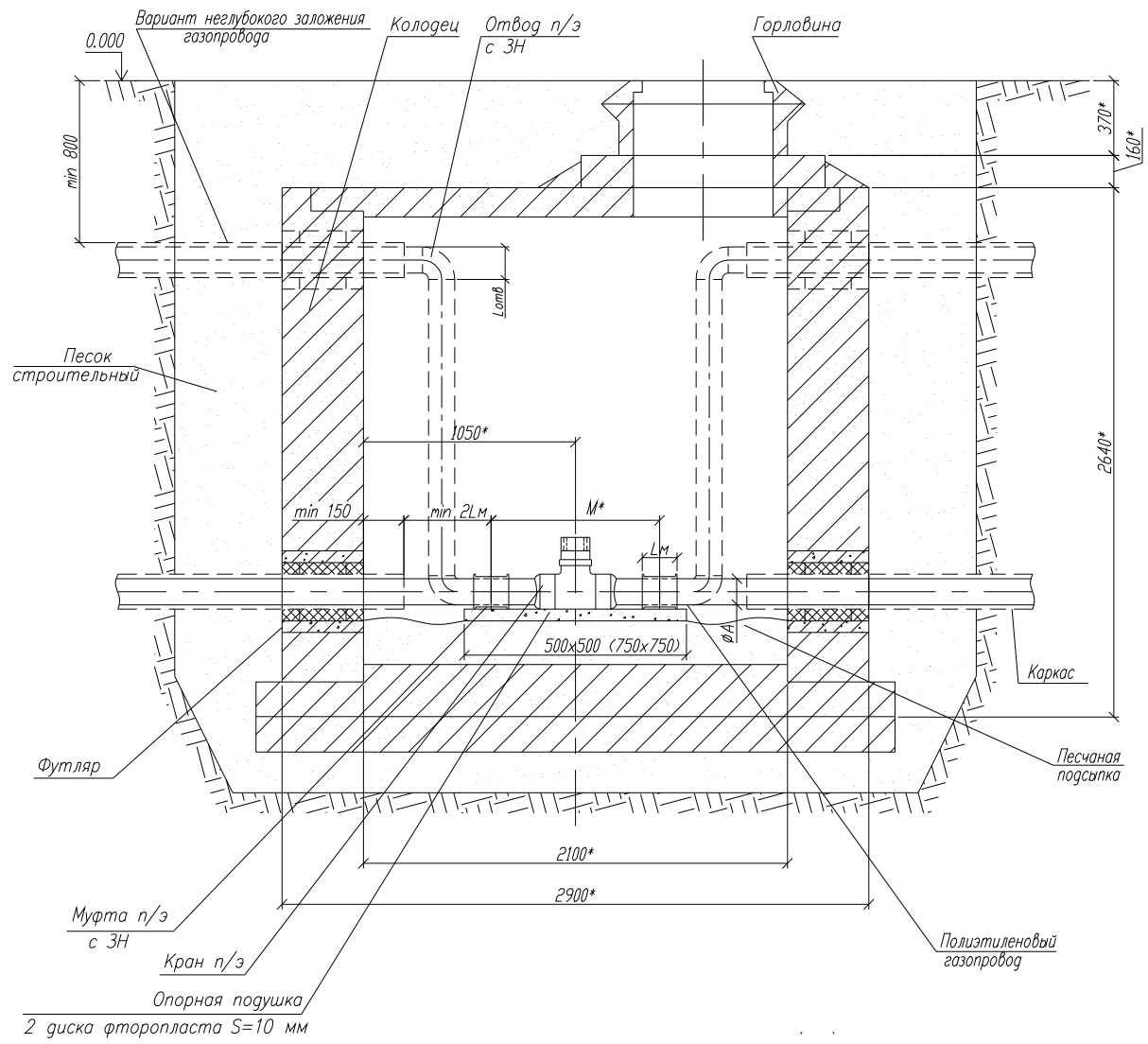


Рис. 3.3. Установка полиэтиленового крана в колодце

При установке арматуры в колодцах с использованием соединений «полиэтилен — сталь» рекомендуется предусматривать опоры для исключения недопустимых напряжений в монтажном узле.

Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

перед отдельно стоящими или блокированными зданиями;

для отключения стояков жилых зданий выше пяти этажей;

перед наружным газоиспользующим оборудованием;

перед газорегуляторными пунктами, за исключением ГРП предприятий, на ответвлении газопровода к которым имеется отключающее устройство на расстоянии менее 100 м от ГРП;

на выходе из газорегуляторных пунктов, закольцованных газопроводами;

на ответвлениях от газопроводов к поселениям, отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов, а при числе квартир более 400 и к отдельному дому, а также на ответвлениях к производственным потребителям и котельным;

при пересечении водных преград двумя нитками и более, а также одной ниткой при ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более;

при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий, если отключающее устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа на участке перехода, расположено на расстоянии от дорог более 1000 м.

Отключающие устройства на ответвлениях от распределительных газопроводов следует предусматривать, как правило, вне территории потребителя на расстояниях не более 100 м от распределительного газопровода и не ближе чем на 2 м от линии застройки или ограждения территории потребителя.

Размещение отключающих устройств предусматривают в доступном для обслуживания месте. Отключающие устройства, устанавливаемые на параллельных газопроводах, рекомендуется смещать относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство монтажа, обслуживания и демонтажа.

При пересечении газопроводами воздушных линий электропередачи (ЛЭП) отключающие устройства размещаются вне охранной зоны ЛЭП, которым является участок земли и пространства, заключенный между вертикальными плоскостями, проходящими через параллельные прямые, отстоящие от крайних проводов на расстоянии, зависящем от величины напряжения ЛЭП, а именно: для линий напряжением до 1 кВ — 2 м; от 1 до 20 кВ включительно — 10 м; 35 кВ — 15 м; 110 кВ — 20 м; 150 кВ и 220 кВ — 25 м, 330 кВ, 400 кВ и 500 кВ — 50 м; 750 кВ — 40 м; 800 кВ (постоянный ток) — 30 м.



При пересечении газопроводами водных преград на закольцованных газопроводах установку отключающих устройств предусматривают на обоих берегах, а на тупиковых газопроводах — на одном берегу до перехода (по ходу газа). В случаях необходимости размещения отключающих устройств на подтопляемых участках при небольшой продолжительности подтопления (до 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления (до 0,5 м) высота их установки принимается на 0,5 м выше прогнозируемой отметки подтопления за счет устройства специальных площадок, насыпей и т. д. В этих случаях необходимо предусматривать мероприятия по обеспечению доступа обслуживающего персонала к отключающим устройствам во время подъема воды (отсыпка грунтовых подходов, плавсредства и т. д.).

### **3.4. Прокладка полиэтиленовых газопроводов в особых условиях**

#### **3.4.1. Прокладка полиэтиленовых газопроводов в футлярах**

Футляры для газопроводов предназначены для защиты газопровода от внешних нагрузок, от повреждений в местах пересечения с автомобильными и железными дорогами, трамвайными путями, подземными сооружениями и коммуникациями, а также для возможности ремонта и замены, обнаружения и отвода газа в случае утечки. Соединения составных частей футляра должны обеспечивать его герметичность и прямолинейность.

Футляры изготавливаются из материалов, отвечающих условиям прочности, долговечности и надежности (сталь, асбестоцемент, полиэтилен). При этом в местах пересечения газопровода с каналами тепловых сетей, а также на переходах через железные дороги общей сети рекомендуется предусматривать металлические футляры. Возможность использования полиэтиленовых футляров при пересечении газопроводом железных дорог общей сети рекомендуется обосновывать расчетом на прочность, а также способом прокладки, например, наклонно-направленным бурением.

При пересечении полиэтиленовыми газопроводами бесканальных инженерных коммуникаций необходимость устройства футляров и установки контрольной трубки на них решается проектной организацией (рис. 3.4).

Соединения составных частей футляра должны обеспечивать его герметичность и прямолинейность.

Для газопровода, прокладываемого внутри футляра, предусматривают опоры, которые должны обеспечивать сохранность газопровода и его изоляции при протаскивании плети в футляре. Шаг опор должен определяться расчетом на прочность и устойчивость.

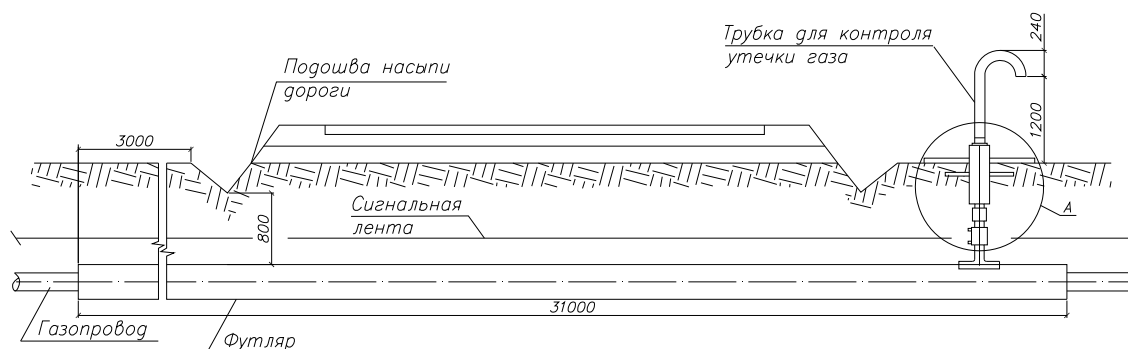


Рис. 3.4. Прокладка полиэтиленового газопровода в футляре под автодорогой

Допускается размещение нескольких газопроводов внутри футляра при условии обеспечения свободного перемещения их относительно друг друга и сохранности их поверхности (изоляции), т. е. газопроводы не должны соприкасаться друг с другом.

Диаметр футляра выбирается исходя из условий производства строительного-монтажных работ, а также возможных перемещений под нагрузкой и при прокладке его в особых условиях.

Длина футляров должна назначаться с таким расчетом, чтобы его концы располагались на расстояниях:

не менее 2 м от края рельса трамвайного пути и железных дорог колеи 750 мм;

не менее 2 м от края проезжей части улиц;

не менее 3 м от края водоотводного сооружения дорог (кюветов, канав, резерва) и от крайнего рельса железных дорог необщего пользования, но не менее 2 м от подошвы насыпей;

не менее 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений — от края водоотводного сооружения железных дорог общей сети колеи 1520 мм (на территории поселений разрешается сокращение этого расстояния до 10 м);

не менее 2 м от стенок пересекаемых подземных коммуникаций;

не менее 2 см в каждую сторону от стенок газовых колодцев.

Концы футляра должны иметь уплотнение (манжету) из диэлектрического водонепроницаемого эластичного материала (пенополимерные материалы, пенополиуретан, битум, термоусадочные пленки, просмоленная пакля или прядь и т. д.) (рис. 3.5).

Конструкция уплотнений должна обеспечивать устойчивость от воздействия грунта и проникновения грунтовых вод, а также свободные перемещения газопровода в футляре от изменения давления и температуры без нарушения целостности. Для полиэтиленовых газопроводов рекомендуется применение пенополиуретана (типов «Макрофлекс», «Пенофлекс»).

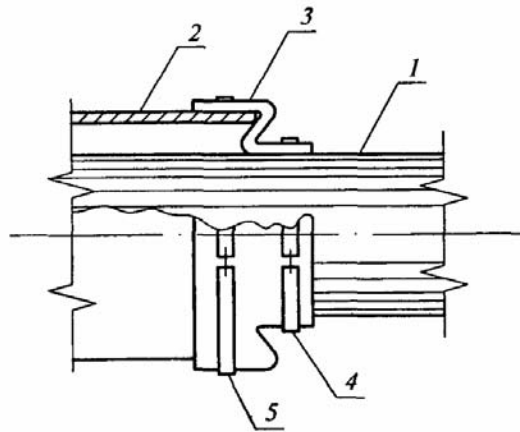


Рис. 3.5. Эластичное уплотнение на конце футляра: 1 — трубная плеть; 2 — защитный футляр; 3 — резиновая манжета; 4 — малый хомут; 5 — большой хомут

С целью обеспечения сохранности поверхности полиэтиленовой трубы при протаскивании ее через металлический или асбестоцементный футляр допускается предусматривать защиту ее поверхности с помощью специальных колец (закрепленных на трубе липкой синтетической лентой) или другими способами (рис. 3.6). Если состояние внутренней поверхности футляра исключает возможность повреждения полиэтиленовой трубы, то дополнительных мер по ее защите можно не предусматривать. Способы защиты, в частности количество опор и расстояния между ними, определяют конструктивно или расчетом и указывают в рабочих чертежах.

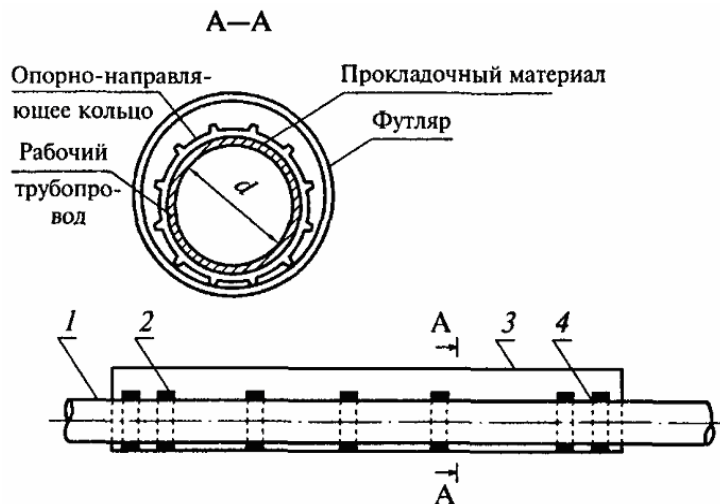


Рис. 3.6. Прокладка газопровода в футляре с использованием опорно-направляющих колец: 1 — газопровод; 2 — опорно-направляющее кольцо; 3 — футляр; 4 — прокладочный материал

При пересечениях с железными дорогами, с автомобильными дорогами, трамвайными путями, а также с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения на одном из концов футляра обязательно предусматривают контрольную трубку с выходом под

защитное устройство. Контрольные трубки могут выполняться как из полиэтиленовых (что более предпочтительно), так и из стальных труб. Расстояние места врезки контрольной трубки от конца футляра рекомендуется принимать равным 250...400 мм.

Свободные концы контрольных трубок выводятся под защитное устройство — ковер или непосредственно наружу на участках за пределами населенных пунктов. Для защиты контрольной трубки должна быть предусмотрена установка ковера на основание, обеспечивающее возвышение крышки ковера над поверхностью земли (рис. 3.7).

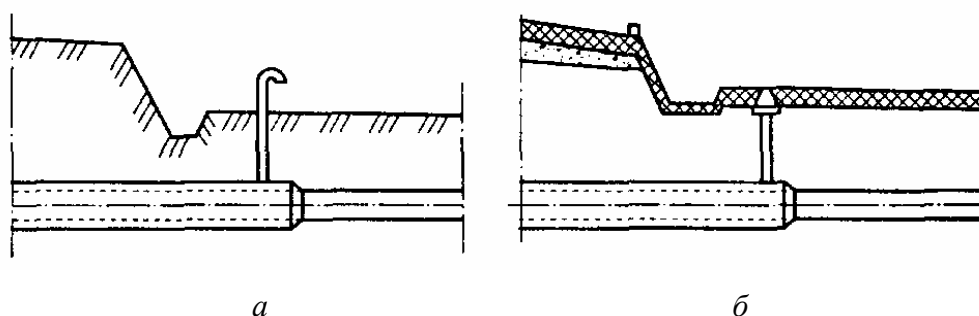


Рис. 3.7. Установка контрольных трубок: *a* — над поверхностью земли; *б* — под ковер

Врезка в футляры контрольных трубок может производиться:

стальных трубок в стальные футляры — газо- или электросваркой;

полиэтиленовых трубок в стальные футляры — при помощи неразъемных соединений «полиэтилен — сталь», с гладким приварным концом;

полиэтиленовых трубок в керамические, поливинилхлоридные или асбестоцементные футляры — при помощи соединения «полиэтилен — сталь» с резьбовым концом и гайкой. Металлическая часть соединения должна иметь упор под резиновое уплотнение и после монтажа покрываться битумной изоляцией или полимерной лентой;

стальных трубок в полиэтиленовые, керамические и асбестоцементные футляры — при помощи резьбовой врезки через опорную плиту резиновым уплотнением;

полиэтиленовых трубок в полиэтиленовые футляры — в торец в межтрубное пространство между трубой газопровода и футляра с уплотнением места врезки пенополимерным материалом.

### 3.4.2. Переходы через водные преграды

Конструкция подводного перехода и способы его сооружения во многом определяются характером пересекаемой водной преграды. Переходы из полиэтиленовых труб могут осуществляться открытым способом (укладка труб в подводную траншею) или закрытым способом наклонно-направленного бурения (ННБ).

Переходы газопроводов через водные преграды предусматривают на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации существующих и строительства проектируемых мостов, гидротехнических сооружений, перспективных работ в заданном районе и экологии водоема.

Место перехода через водные преграды следует согласовывать с бассейновыми управлениями речного флота, рыбоохраны, местными органами Минприроды России, местным комитетом по водному хозяйству и другими заинтересованными организациями.

Створы подводных переходов через реки выбираются на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует предусматривать, как правило, перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается. Место перехода через реки и каналы выбирается, практически во всех случаях, ниже (по течению) мостов, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений и водозаборов.

При ширине пересекаемой водной преграды 75 м и более рекомендуется прокладка двух ниток газопровода на расстоянии не менее 30 м и пропускной способностью 0,75 расчетного расхода газа каждой ниткой. Газопроводы на подводных переходах следует прокладывать с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Отметка верха газопровода должна быть не менее чем на 0,5 м ниже уровня возможного размыва дна, а на судоходных или сплавных реках — не менее 1 м. Коэффициент запаса прочности труб должен составлять не менее 2,5 на переходах до 25 м и 2,8 в остальных случаях. При прокладке газопроводов давлением до 0,6 МПа методом ННБ коэффициент запаса прочности для полиэтиленовых труб 2,5.

На участках с высоким уровнем грунтовых вод (пойменных, заболоченных), а также подводных переходов трассы следует предусматривать пригрузки для баллаستировки (предотвращения всплытия) газопроводов.

#### ***3.4.2.1. Строительство перехода газопровода через водные преграды методом наклонно-направленного бурения***

Метод наклонно-направленного бурения может использоваться для прокладки полиэтиленовых труб при благоприятных грунтовых условиях (отсутствие по трассе скальных и гравийных грунтов, грунтов с включением валунов и булыжника или грунтов типа плывунов), а также технической и экономической целесообразности, определяемых в процессе изысканий и проектирования.

Профиль трассы трубопровода, проложенного методом ННБ, представляет собой сопрягаемые прямолинейные и криволинейные участки. Криволинейные участки проложены радиусом упругого изгиба, минимально-допустимый радиус изгиба для газопроводов из полиэтиленовых труб составляет  $R \geq 25 d_n$ , где  $d_n$  — наружный диаметр газопровода (рис. 3.8).

Длина перехода (длина бурения скважины) определяется расстоянием между точкой забуривания пилотной скважины и местом ее выхода с учетом углов входа и выхода скважины и радиусов естественного изгиба. Границами участков перехода, выполненного методом ННБ, являются точки входа и выхода скважины, в проектных отметках поверхности земли.

При прокладке по схеме «труба в трубе» вначале может протаскиваться футляр, а затем в него протягивается полиэтиленовая труба или они протаскиваются одновременно.

Для предотвращения механических повреждений полиэтиленовых труб при их размещении внутри защитного футляра допускается применять:

центрирующие хомуты-кольца, изготавливаемые из труб того же диаметра, длиной  $0,5 d_b$  путем разрезки их по образующей и установки (после нагрева) на протягиваемую плетть на расстоянии 2...3 м друг от друга и закрепления на трубе липкой синтетической лентой;

предварительную очистку внутренней поверхности футляра с целью устранения острых кромок сварных швов;

предварительный пропуск контрольного образца полиэтиленовой трубы (не менее 3 м) с последующей проверкой на отсутствие повреждений поверхности трубы;

гладкие раструбные втулки в местах входа и выхода полиэтиленовой трубы из непластмассового футляра;

другие способы защиты, предусмотренные проектной документацией.

Монтаж рабочей плети для протягивания осуществляется в точке, противоположной месту расположения бурового станка. К переднему концу рабочей плети устанавливается оголовок с серьгой, воспринимающий тяговое усилие. Протягивание рабочей плети в скважину не должно сопровождаться ее скручиванием. Для этого между плетью и расширителем помещается вертлюжное устройство, исключающее скручивание плети.

К оголовку газопровода присоединяются последовательно: вертлюг, расширитель и конец буровой колонны, идущий к буровой установке.

Контроль за процессом протаскивания плети в скважину ведется непрерывно путем измерения усилия натяга, которое нарастает по мере втягивания плети в скважину. Нарастание должно происходить плавно без рывков.

По окончании протаскивания через скважину плети производится ее продувка.

После протягивания в скважину полиэтиленовой плети без футляра целесообразно произвести по ней предварительный пропуск калибра (с контролем усилия его прохождения), чтобы убедиться, не произошла ли деформация скважины в процессе операции протягивания.

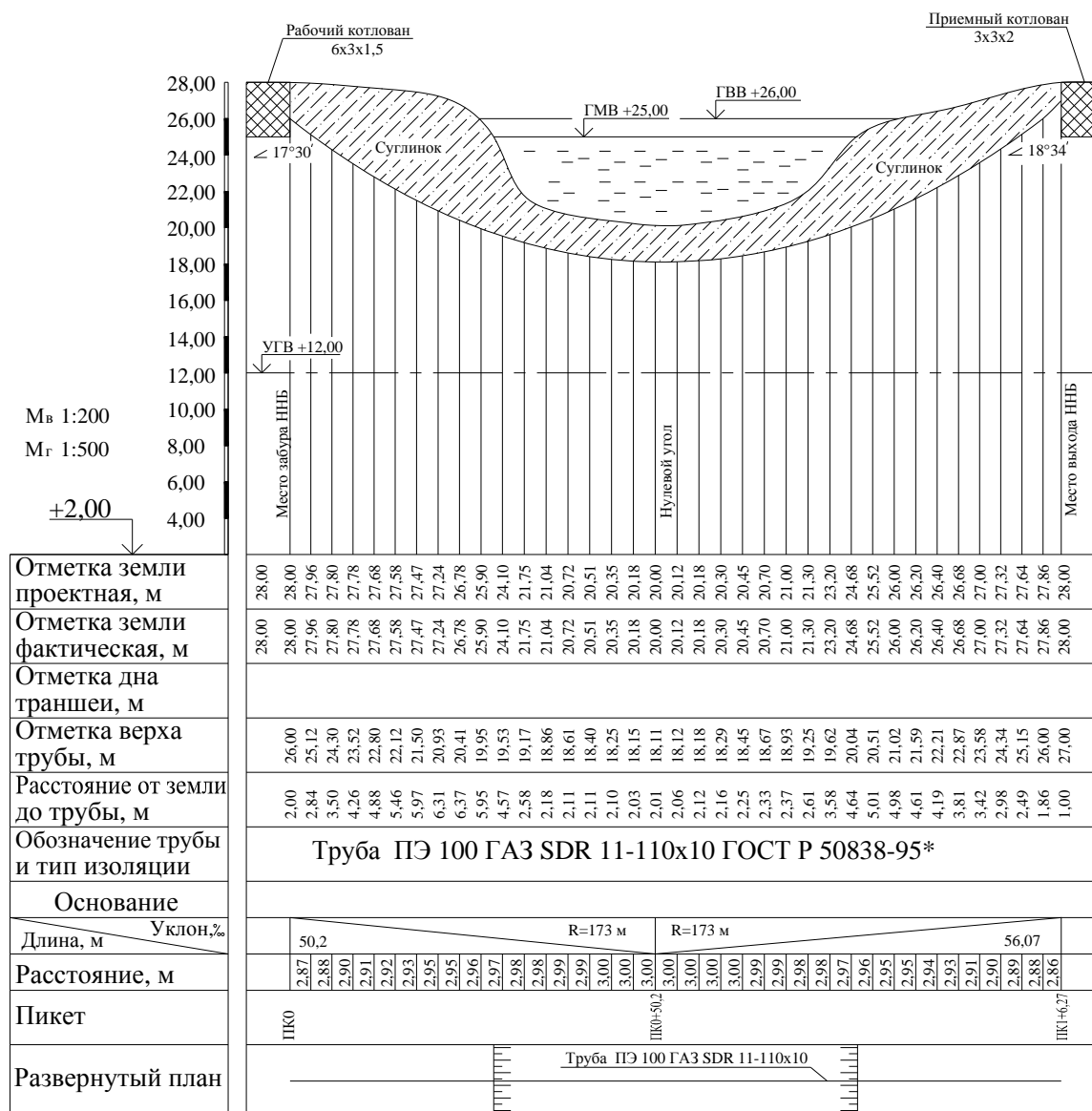


Рис. 3.8. Профиль перехода полиэтиленового газопровода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения

Основные работы по испытанию трубопровода выполнять в следующей очередности:

- очистка полости газопровода;
- испытание газопровода на герметичность.

Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена. Очистку полости газопровода следует производить продувкой воздухом.

Учитывая специфику прокладки трубопровода методом ННБ, испытание газопровода на герметичность производится пневматическим методом. Испытания производят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления.

Испытание герметичности участка газопровода, прокладываемого методом ННБ, проходит в три стадии:

- 1) проведение испытаний перед протаскиванием его в футляр;
- 2) проведение испытаний после его протаскивания;
- 3) испытанию подвергается участок трубопровода, уложенный методом ННБ, совместно с прилегающими участками.

Бурение пилотной скважины ведется ориентированным способом, в соответствии с рабочими чертежами и технологической картой, разрабатываемой на стадии проекта производства работ. Перед забуриванием скважины породоразрушающая головка ориентируется в нужном направлении и после каждого наращивания буровой штанги производится контроль траектории ствола скважины.

Фактическая траектория направляющей скважины контролируется во время бурения, путем периодического измерения угла наклона и азимута которыми определяется положение забойного инструмента. Соответствующие измерения производятся зондом, встроенным в буровую штангу с управляемой буровой головкой.

Основными параметрами, по которым ведется бурение пилотной скважины, являются:

- пробуренная длина скважины;
- горизонтальная длина;
- горизонтальное отклонение буровой головки от проектного створа;
- глубина расположения буровой головки от уровня установки компьютера;
- вертикальное отклонение буровой головки от теоретического профиля;
- уклон визирный пункт;
- азимут;
- расстояние от головки бура до зонта;
- длина комплекта забойного инструмента.

За положением буровой головки должен вестись постоянный контроль, и оператор буровой установки должен иметь возможность в любой момент откорректировать намечающиеся отклонения. Точность определения положения буровой головки должна составлять  $\pm 10$  см по горизонтали и глубине.



Допустимые отклонения места выхода скважины на дневную поверхность от проектного створа на противоположном берегу не должно превышать площади равной  $3 \times 3$  м. Отклонение по длине не должно превышать 1 % длины перехода и составлять 1 м. При отклонении места выхода скважины свыше допустимых величин составляется акт приемки, подписанный комиссией, с указанием ее фактического положения. Дальнейшее проведение работ по ННБ разрешается после согласования с проектной организацией.

Первый этап бурения наклонно-направленной скважины заканчивается выходом буровой колонны на противоположной стороне преграды. Расширение производится буровой установкой в направлении «на себя», т. е. на буровую установку путем приложения, через колонну буровых штанг, тягового и вращающего усилия. Расширитель протаскивается через ствол скважины, увеличивая при этом диаметр и уплотняя стенки скважины. Если в процессе прохода какого-либо из расширителей на отдельных участках будут значительно увеличиваться тяговые усилия и вращающий момент, то рекомендуется протаскивать его повторно.

При наклонно-направленном бурении выработанное поперечное сечение скважины закрепляется только буровым раствором. Прочность стенок скважины носит временный характер. Поэтому работы по расширению скважины необходимо проводить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия штанг на буровой установке, и протаскивание трубопровода производить сразу же после завершения расширительных работ.

Перед протаскиванием трубопровода производится калибровка скважины путем протаскивания (прохода) через скважину бочкообразного расширителя-калибра (по диаметру последнего расширения скважины). Если в процессе калибровки на участке прохождения скважины, будут значительно увеличиваться тяговые и вращающие усилия, то необходимо проработать данный участок путем многократного прохода расширителя-калибра в прямом и обратном направлениях. Протаскивание трубопровода осуществляется буровым комплексом втягиванием «на себя» дюкера, прикрепленного к колонне буровых штанг. Протаскивание заканчивается выходом оголовка трубопровода на поверхность в точке забуривания у буровой установки.

Перед протаскиванием, во избежание скручивания, трубопровод соединяется с колонной буровых штанг через сцепное устройство, вертлюг и расширитель-калибратор. Допускается использовать компоновку инструмента с вертлюгом, находящимся внутри расширителя.

Процесс протягивания трубопровода в пробуренную и расширенную скважину необходимо производить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия буровых штанг.

### **3.4.2.2. Строительство перехода газопровода через водные преграды открытым (траншейным) способом**

Для обеспечения высотного положения газопровода в траншее на проектных отметках производится его балластировка или закрепление.

При укладке труб в открытую траншею предусматривают следующие виды балластировки:

утяжелители из высокоплотных материалов (чугунные, железобетонные);

утяжелители в виде плотных оболочек из плотных негниющих полотен (мешки, контейнеры или конверты);

минеральный грунт в сочетании с эластичным синтетическим материалом, укладываемым сверху на трубу и применяемым на участках с повышенным уровнем грунтовых вод;

анкерные устройства, применяемые при пересечениях с болотами и на участках распространения вечномёрзлых грунтов.

При выборе средств для балластировки соблюдают требование, связанное с ограничением предельно допустимого значения овализации труб (5 %).

Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения под чугунными, железобетонными и другими пригрузами рекомендуется предусматривать защитное покрытие (футеровка деревянными рейками, резиновые, бризольные, гидроизоляционные коврики и т. д.).

Железобетонные утяжелители кольцевого типа рекомендуется применять на переходах через болота и обводненные участки при укладке их методом сплава или протаскивания. Утяжелитель состоит из двух полуколец («скорлуп»), подкладываемых снизу трубы и сверху и соединяемых между собой болтами. Установка кольцевых утяжелителей на газопровод осуществляется на специальной монтажной площадке у перехода непосредственно перед протаскиванием.

Сначала нижний ряд полуколец укладывается по оси спусковой дорожки, а верхний — вдоль нее; затем производят футеровку газопровода, укладку плети газопровода на нижний ряд полуколец; укладку верхних полуколец на газопровод, закрепление полуколец между собой.

До закрепления утяжелителей на трубе проверяется величина зазора между футеровочными матами и полукольцами. В местах, где зазоры составляют более 5 мм, под внутреннюю поверхность полукольца устанавливают дополнительные маты.

Навеска утяжелителей седловидного типа производится после удаления воды из траншеи. Если невозможно удалить воду, то балластировка ведется вслед за опуском плети в траншею с целью исключения остаточных продольных напряжений в газопроводе.

Использование для балластировки газопроводов минеральных грунтов целесообразно при условии их заключения в гибкие полотнища из синтетических материалов, полимерно-грунтовые контейнеры (ПГК).

В зависимости от степени обводненности и габаритов траншеи могут применяться следующие конструкции ПГК:

1. Анкерующие прослойки из синтетических полотнищ (АП), перекрывающие балластируемый газопровод по всей его длине и применяемые при отсутствии воды в траншее в период строительства. Полотнище укладывается на газопровод и на откосы траншеи; траншея засыпается грунтом до дневных отметок, после чего полотнище перекрывает сверху засыпанный участок траншеи и края полотнища по всей длине замыкаются над засыпанным газопроводом. Может быть использована конструкция, когда края полотнища закрепляются на бермах траншеи специальными металлическими штырями и засыпаются минеральным грунтом с устройством грунтового валика. В зависимости от состояния грунта и диаметра газопровода можно балластировать сплошь по всей его длине или отдельными перемычками. Длина каждой перемычки и расстояние между перемычками определяются расчетом на стадии ППР.

2. Мягкие протяженные грунтозаполняемые устройства (УПГ), применяемые при наличии воды в траншее и представляющие собой (после монтажа на газопроводе) открытую протяженную емкость, монтируемую секциями длиной по 6...12 м с интервалами.

3. Грунтозаполняемый контейнерный утяжелитель (КТБ) для балластировки газопроводов на переходах через малые водотоки и болота при наличии воды в траншее. Как правило, такие утяжелители следует применять в траншеях, разработанных одноковшовым экскаватором, в отличие от вышеприведенных конструкций, рекомендуемых для применения в траншеях без откосов.

Одиночные заполняемые минеральным грунтом КТБ требуют меньшего расхода геотекстильного синтетического материала по сравнению с ПГК.

Балластирующее устройство КТБ представляет собой два контейнера, размещенные по обе стороны газопровода, выполненные из прочного и долговечного материала, соединенные четырьмя мягкими силовыми лентами.

Устанавливаются КТБ на газопроводах по одному через равные расстояния или групповым способом. Допускается применение КТБ на болотах I типа с мощностью торфяной залежки, не превышающей глубины траншеи, при использовании для их заполнения талого, привозного минерального грунта.

Для разработки подводной траншеи рекомендуется применять:  
одноковшовые экскаваторы, установленные на плавучих средствах;  
одноковшовые экскаваторы, перемещающиеся по льду;  
землечерпательные ковшовые снаряды;

землесосные рефулерные снаряды;  
гидромониторные установки;  
канатно-скреперные установки и др.

Места отвалов грунтов выбирают с учетом технологии разработки траншей, направления течения воды, судоходства и лесосплава

Перед укладкой плети в подводную траншею должны быть сделаны промеры ее глубины по проектному створу (проверка отметок продольного профиля траншеи), а также составлен акт о готовности траншеи в соответствии с проектом продольного профиля трассы перехода.

Укладка трубных плетей в подводную траншею производится следующими способами:

протаскиванием забалластированной плети по дну подводной траншеи;  
погружением плавающей на поплавках забалластированной плети на дно подводной траншеи;

погружением плавающей плети путем залива полости водой с последующей ее балластировкой;

опусканием плети в майну со льда.

Укладка способом протаскивания осуществляется при наличии пологих берегов, наличии площадки для размещения протаскиваемой плети необходимых размеров, достаточной прочности труб в следующей последовательности:

установка тяговых средств;

подготовка трубной плети к протаскиванию (приварка оголовка, навеска балластных грузов (если это нужно) и футеровка);

установка спусковой дорожки (при необходимости);

укладка плети в створ перехода (на спусковую дорожку);

навеска поплавков (при необходимости);

протяжка тяговых тросов;

протаскивание всей плети или отдельных секций с их соединением в плеть;

контроль положения уложенной плети в подводной траншее.

Поплавки навешиваются на плети больших диаметров для уменьшения веса труб (отрицательной плавучести) и после укладки подлежат отстроповке с помощью специальных устройств.

В качестве спускового пути может быть использована заполненная водой траншея, разработанная в пойменной части водоема.

В качестве тяговых средств используются лебедки или гусеничные тягачи, работающие в сцепе. Если тягачи не могут перемещаться в створе перехода, то используется заякоренный блок для изменения направления тягового троса. Если тяговых усилий тяговых средств недостаточно, то плеть на берегу приподнимают с помощью кранов-трубоукладчиков.

Укладка плети способом погружения плавающей на поплавках забалластированной плети осуществляется в следующей последовательности:

- подготовка трубной плети на берегу;
- навеска балластных грузов и поплавков;
- сплав плети с помощью кранов-трубоукладчиков;
- установка плети в створе перехода (якорение) с помощью плавсредств;
- погружение плети путем отстроповки поплавков;
- контроль положения плети в подводной траншее.

Укладка способом погружения плавающей плети путем залива полости водой с последующей балластировкой осуществляется в следующей последовательности:

- подготовка плети на берегу к сплаву;
- приварка вентилях на концах для залива воды и выпуска воздуха (на противоположном берегу);
- заполнение плети водой и ее погружение с одновременным выпуском воздуха через вентиль;
- окончательная балластировка плети;
- контроль положения плети;
- вытеснение воды сжатым воздухом (путем пропуска поршней);
- осушка полости плети.

Если водная преграда является судоходной, то по договоренности с судоходной компанией устанавливается перерыв в судоходстве на время укладки газопровода способом сплава.

Технологический процесс укладки газопровода в майну со льда производится в следующей последовательности:

- проверка несущей способности льда по всей ширине водной преграды (при недостаточной несущей способности осуществляют искусственное наращивание толщины льда путем полива водой);
- выкладка трубной плети в створе перехода;
- балластировка трубной плети;
- разработка майны;
- опуск плети в майну грузоподъемными машинами или механизмами;
- контроль положения плети в подводной траншее.

Засыпка подводного газопровода производится после контрольных промеров положения газопровода и их сопоставления с проектными данными.

Засыпка подводной траншеи может выполняться рефулированием местного грунта земснарядами или землеройными машинами с плавучих средств.

Для обеспечения высотного положения газопровода в траншее на проектных отметках производится его балластировка или закрепление.

Балластировка производится бетонированием труб, навеской железобетонных утяжелителей, грунтовой засыпкой, навеской полимерно-грунтовых контейнеров и т. д.

Закрепление производится анкерными устройствами различных типов в несущих грунтах.

### **3.4.3. Требования к сооружению газопроводов в особых природных и климатических условиях**

Глубина заложения газопровода выбирается так, чтобы температура стенки трубы была выше  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  в процессе эксплуатации при рабочем давлении.

При резко отличающихся между собой свойствах грунта вдоль трассы газопровода высота песчаного основания под газопроводом принимается не менее 20 см на длине в каждую сторону от места стыковки разнородных грунтов на расстояние не менее 50 диаметров газопровода; присыпка в этом случае должна осуществляться на высоту не менее 30 см.

Трасса газопровода предусматривается преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

Прочность и устойчивость газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых территориях, обеспечивается за счет:

увеличения подвижности газопровода в грунте;

снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод.

Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвижения, увеличенной на 150 диаметров газопровода в каждую сторону от ее границы.

Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках, а также в местах, где возможно образование провалов и трещин, рекомендуется предусматривать надземными из стальных труб.

На газопроводах в пределах подрабатываемых территорий рекомендуется предусматривать дополнительную установку контрольных трубок на крутоизогнутых углах поворота и в местах разветвления сети.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки в зависимости от местных условий должны быть выведены под ковер или другое защитное устройство.

## **3.5. Способы соединения полиэтиленовых и стальных газопроводов**

Для присоединения полиэтиленовой трубы к стальной трубе используются разъемные и неразъемные соединения «полиэтилен — сталь». Разъемные соединения могут применяться в местах установки запорной арма-

туры, оборудования и контрольно-измерительных приборов. При этом в грунте необходимо устройство футляра с контрольной трубкой. Изготовление узлов неразъемных соединений производится на специализированных заводах или в мастерских строительных организаций, располагающих необходимым оборудованием и средствами контроля, которые изготавливают в заводских условиях.

Условное обозначение соединений состоит:

из наименования изделия;

сокращенного наименования материала (ПЭ 80 или ПЭ 100);

номинальных наружных диаметров соединяемых труб;

толщины стенки полиэтиленовой трубы;

слова «ГАЗ»;

обозначения технических условий, например:

*Неразъемное соединение ПЭ80 ГАЗ 110×10/Ст. 108 ТУ 2248-025-00203536—96.*

Неразъемные соединения «полиэтилен — сталь» должны укладываться на основание из песка (кроме пылеватого) длиной по 1 м в каждую сторону от соединения, высотой не менее 10 см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20 см.

Полиэтиленовые втулки под фланцы, используемые для изготовления разъемных соединений «полиэтилен — сталь», соединяют с трубами сваркой встык нагретым инструментом или при помощи муфт с закладными нагревателями.

При сварке втулок под фланцы с полиэтиленовыми трубами применяют сварочные устройства, оснащенные приспособлениями для центровки и закрепления втулок.

Сборка и сварка втулок под фланцы с трубами производится в условиях мастерских. При этом втулку приваривают к патрубку длиной не менее 0,8...1,0 м (рис. 3.9).

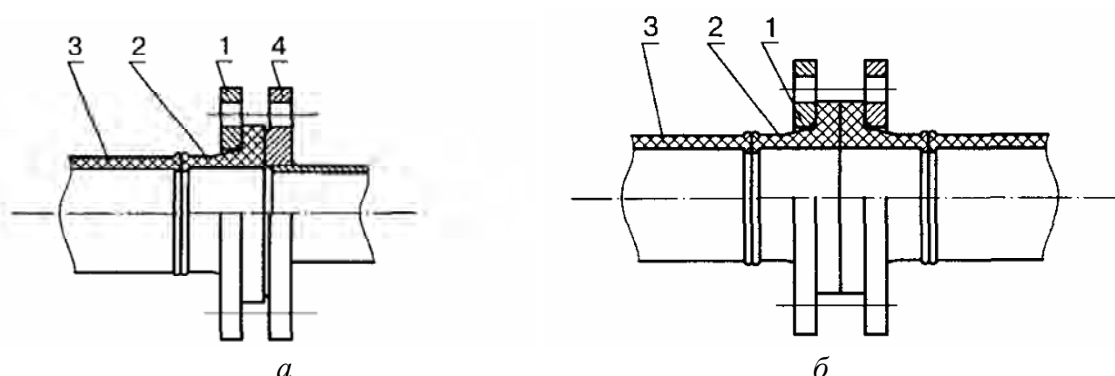


Рис. 3.9. Фланцевые соединения: *а* — полиэтиленовых труб со стальными трубами, арматурой; *б* — полиэтиленовых труб между собой: 1 — фланец стальной свободный; 2 — втулка под фланец из полиэтилена; 3 — труба из полиэтилена; 4 — фланец стальной трубы, арматуры

При сварке неразъемных соединений «полиэтилен — сталь» в трубопровод вначале производят сборку и сварку труб из полиэтилена, затем осуществляют сборку и сварку стыка стальных труб. Полиэтиленовые втулки под фланцы, используемые для изготовления разъемных соединений «полиэтилен — сталь», соединяют с трубами сваркой встык нагретым инструментом или при помощи муфт с закладными нагревателями (рис. 3.10).

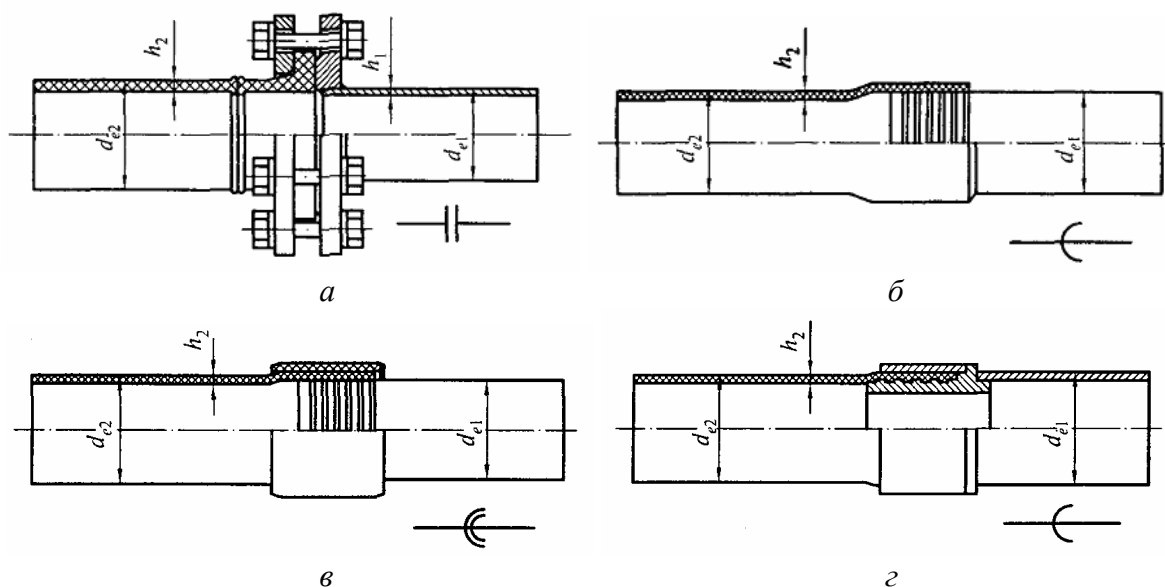


Рис. 3.10. Узлы соединений «полиэтилен — сталь»  $d_n$  20...225 мм: *a* — разъемное фланцевое соединение ( $d = 57...219$  по стали/ 63...225 по п/э); *б* — неразъемное соединение на давление до 0,3 МПа ( $d = 57...219$  по стали/ 63...225 по п/э); *в* — неразъемное соединение на давление до 0,6 МПа ( $d = 57...219$  по стали/ 63...225 по п/э); *г* — неразъемное соединение на давление до 0,3 МПа ( $d = 20...57$  по стали/ 20..50 по п/э)

Рекомендуется производить сварку перехода «полиэтилен — сталь» вначале к отрезку стальной трубы длиной до 1 м в условиях мастерских, где можно обеспечить температурные условия для зоны раструбного перехода.

При электродуговой сварке стыка зона раструбного перехода «полиэтилен — сталь» не должна нагреваться более 50 °С.

### 3.6. Газовые вводы из полиэтилена

Основным назначением труб малого диаметра (20...40 мм) является подвод газа непосредственно к потребителю, т. е. выполнение вводов в здания. Наиболее предпочтительным способом подхода к зданию является вывод полиэтиленовых труб на стену, т. е. устройство вводов. Преимущество вводов газопроводов из полиэтиленовых труб заключается в исключении риска повреждения стальных участков от действия электрохи-



мической коррозии. К недостаткам относятся возможность деформационного разрушения полиэтиленовых труб в случае воздействия на них сверхдопустимых нагрузок от осадки или выпучивания фундамента здания и опасность механического повреждения и повреждения от теплового воздействия при возгорании здания.

В связи с этим нормативными требованиями предусматривается:

максимально допустимая высота вывода полиэтиленовых труб на уровне нулевых отметок земли (в районах с теплым климатом);

установка защитного футляра;

компенсация возможных линейных деформаций газифицируемого здания или ввода.

Футляр выполняет несколько функций:

защищает газопровод от механических повреждений и ударных воздействий;

повышает огнестойкость ввода;

предотвращает охрупчивание полиэтилена при отрицательных температурах наружного воздуха;

не допускает перегрева полиэтилена в жаркое время;

обеспечивает вывод газа на случай его утечки за пределы околофундаментной зоны здания.

В местах перехода наружного подземного газопровода в надземное положение и в местах расположения этих выходов непосредственно у здания присоединение полиэтиленового газопровода к стальному может выполняться как на горизонтальном, так и на вертикальном участке газопровода.

При переходе с полиэтилена на сталь на горизонтальном участке газопровода-ввода соединение «полиэтилен — сталь» располагается на расстоянии от фундамента газифицируемого здания (в свету) не менее 1 м для газопроводов низкого давления и 2 м для газопроводов высокого и среднего давления, а в футляр заключается вертикальный участок надземного выхода (рис. 3.11, а).

При переходе с полиэтилена на сталь на вертикальном участке газопровода-ввода, расположенном непосредственно у фундамента газифицируемого здания, расстояние в свету от футляра на вводе до стены здания должно устанавливаться, как правило, с учетом ширины и заглубления фундаментов, но не менее 50 мм.

Ввод, выполненный изгибом полиэтиленовой трубы (с радиусом не менее 25 диаметров) и с соединением «полиэтилен — сталь» на вертикальном участке, рекомендуется заключать в защитный футляр от вертикального до горизонтального участка ввода. Расстояние от фундамента здания до конца горизонтального участка футляра должно быть не менее 1 м (рис. 3.11, б).

Ввод, выполненный с использованием отвода с закладными нагревателями и соединением «полиэтилен — сталь» на вертикальном участке рекомендуется заключать в футляр только на вертикальном участке (рис. 3.11, в).

Не рекомендуется на вертикальном участке ввода располагать соединение «полиэтилен — сталь» выше уровня земли.

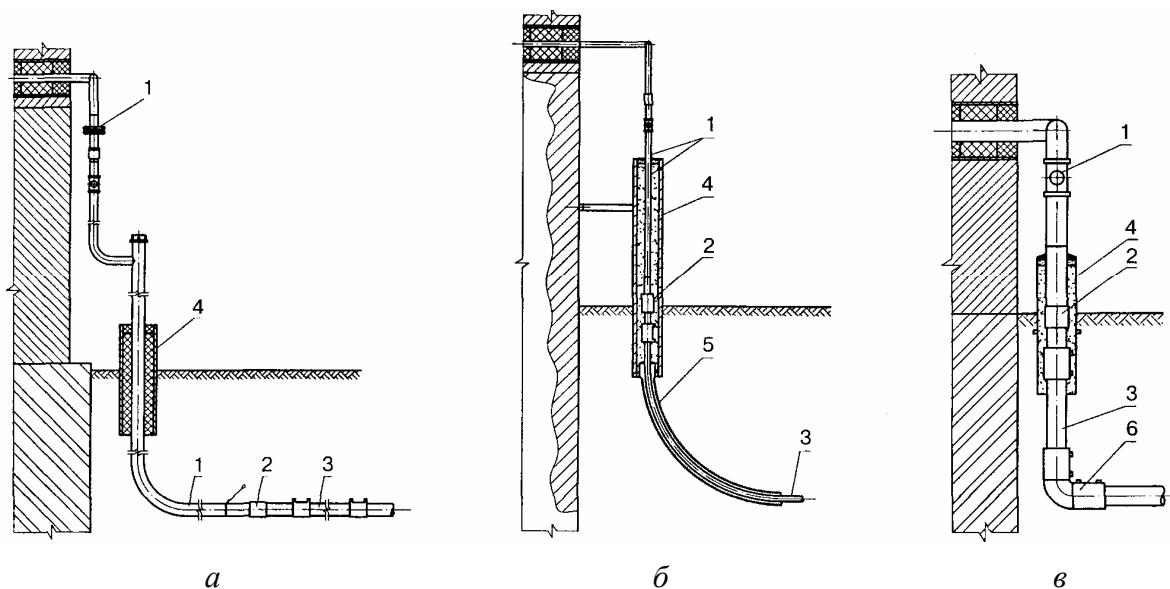


Рис. 3.11. Цокольные вводы газопровода в здание: а — стальной цокольный ввод; б — полиэтиленовый ввод, выполненный свободным изгибом трубы; в — полиэтиленовый ввод, выполненный при помощи отвода с закладным нагревателем: 1 — стальной участок цокольного ввода; 2 — переход «сталь — полиэтилен»; 3 — полиэтиленовый газопровод; 4 — футляр; 5 — полиэтиленовый футляр изогнутый; 6 — отвод с ЗН; 7 — электроизолирующее устройство

При использовании на участках вводов и выходов из земли полиэтиленовых труб с защитным покрытием из стеклопластика (цельная конструкция ввода, выполненного в заводских условиях) устройство футляра не предусматривается, а переход «сталь — полиэтилен» располагается выше уровня земли (рис. 3.12).

В футлярах выходов и вводов могут размещаться как разъёмные, так и неразъёмные узлы соединений «полиэтилен — сталь». На полиэтиленовые вводы не должны передаваться нагрузки от веса стальных газопроводов, запорной арматуры и других устройств.

При разработке проектных решений выходов и вводов рекомендуется соблюдать следующие основные принципы:

1) конструкция футляра должна обеспечивать тепловую изоляцию полиэтиленовых труб с целью предотвращения охлаждения трубы ниже температуры  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

2) футляр газопровода должен быть герметично заделан с двух концов. Для отбора проб воздуха допускается предусматривать контрольную трубку (штуцер);

3) подземный участок ввода газопровода, выполненный «свободным изгибом», должен заключаться в жесткий (пластмассовый) футляр, плотно соединяющийся с вертикальным стальным футляром;

4) надземный участок футляра должен быть стальным и обеспечивать защиту от механических и температурных воздействий внешней среды.

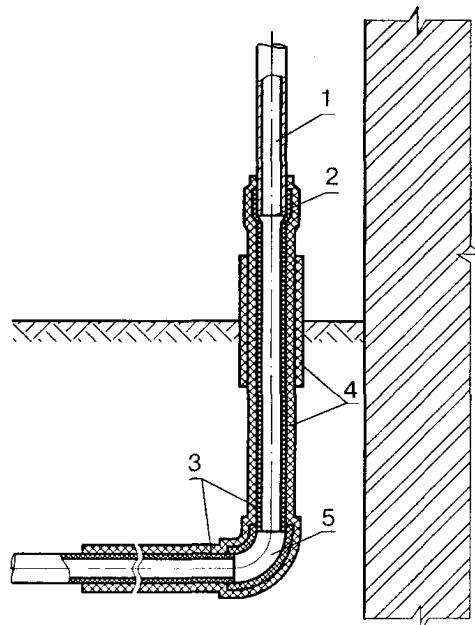


Рис. 3.12. Цокольный ввод газопровода со стеклопластиковым покрытием: 1 — стальной участок газопровода-ввода; 2 — переход «сталь — полиэтилен»; 3 — полиэтиленовый газопровод; 4 — стеклопластиковая оболочка; 5 — отвод с закладным нагревателем

## **4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

### **4.1. Основные категории потребителей газа. Методы расчета газопотребления**

Годовое потребление газа населенным пунктом является основой при составлении проекта газоснабжения. Расчет годового потребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития города или поселка.

При решении вопросов газоснабжения поселений использование газа предусматривается:

на индивидуально-бытовые нужды населения: приготовление пищи и горячей воды, а для сельских поселений также для приготовления кормов и подогрева воды для животных в домашних условиях;

отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий;

отопление и нужды производственных и коммунально-бытовых потребителей.

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависит от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждений и предприятий, степени обслуживания населения этими учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате анализа многолетнего опыта фактического потребления газа и перспектив изменения этого потребления. Особенно трудно определить расход газа в квартирах. В нормах расхода газа учтено, что население частично питается в буфетах, столовых и ресторанах, а также пользуется услугами коммунально-бытовых предприятий.

Годовые расходы газа для населения (без учета отопления), предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения определяются по нормам расхода теплоты, приведенным в табл. 4.1.

Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях. При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж (12 тыс. ккал) в год на одного учащегося.

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленные в табл. 4.1, принимаются по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переводе на газовое топливо.

Таблица 4.1

**Нормы расхода газа на коммунально-бытовые нужды  
(извлечение из ГОСТ Р 51617—2000)**

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
<b>1. Население</b>		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:		
природным газом	На 1 чел. в год	4100 (970)
СУГ	То же	3850 (920)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении:		
природным газом	»	10 000 (2400)
СУГ	»	9400 (2250)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении:		
природным газом	»	6000 (1430)
СУГ	»	5800 (1380)
<b>2. Предприятия бытового обслуживания населения</b>		
Фабрики-прачечные:		
на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 т сухого белья	8800 (2100)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12 600 (3000)
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	»	18 800 (4500)

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Дезкамеры:		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	»	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	»	1260 (300)
Бани:		
мытьё без ванн	На 1 помывку	40 (9,5)
мытьё в ваннах	То же	50 (12)
<b>3. Предприятия общественного питания</b>		
Столовые, рестораны, кафе:		
на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия) на приготовление завтраков или ужинов	На 1 обед На 1 завтрак или ужин	4,2 (1) 2,1 (0,5)
<b>4. Учреждения здравоохранения</b>		
Больницы, родильные дома:		
на приготовление пищи	На 1 койку в год	3200 (760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	То же	9200 (2200)
<b>5. Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий</b>		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни:		
на выпечку хлеба формового	На 1 т изделий	2500 (600)
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	То же	5450 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	»	7750 (1850)

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, бытового обслуживания непромышленного характера и т.п. можно принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома.

Годовые расходы газа на нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий следует определять по данным потребления топлива (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (теплоты).

Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных на сельскохозяйственных предприятиях рекомендуется принимать по табл. 4.2.

**Нормы расхода газа на сельскохозяйственных предприятиях**

Назначение расходуемого газа	Показатель	Нормы расхода теплоты на нужды одного животного, МДж (тыс. ккал)
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корне-, клубнеплодов	Лошадь	1700 (400)
	Корова	4200 (1000)
	Свинья	8400 (2000)
Подогрев воды для питья и санитарных целей	На одно животное	420 (100)

Норма расхода газа, м<sup>3</sup>/(ед. в год):

$$Q_{\text{газа}}^{\text{норм}} = \frac{Q_{\text{тепл}}^{\text{норм}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (4.1)$$

где  $Q_{\text{тепл}}^{\text{норм}}$  — норма расхода теплоты, МДж/(ед.·год), определяемая по табл. 3.1;  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  — низшая теплота сгорания газа, МДж/м<sup>3</sup>.

Система газоснабжения городов и других населенных пунктов рассчитывается на максимальный часовой расход газа. Максимальный расчетный часовой расход газа  $Q_d^h$ , м<sup>3</sup>/ч, при 0 °С и давлении газа 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) на хозяйственно-бытовые и производственные нужды определяется как доля годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\text{max}}^h Q_y, \quad (4.2)$$

где  $K_{\text{max}}^h$  — коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);  $Q_y$  — годовой расход газа, м<sup>3</sup>/год.

Коэффициент часового максимума расхода газа принимает дифференцированно по каждой обособленной зоне газоснабжения, снабжаемой от одного источника. Значения коэффициента часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в табл. 4.3; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий — в табл. 4.4.

Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением предприятий, приведенных в табл. 4.4) можно определять по формуле (4.2) с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности, приведенных в табл. 4.5.

Таблица 4.3

**Коэффициент часового максимума расхода газа для жилых домов, учреждений здравоохранения, предприятий торговли и предприятий бытового обслуживания населения непроизводственного характера (по СП 42-101—2003)**

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) $K_{\max}^h$
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 4.4

**Коэффициент часового максимума расхода газа для предприятий бытового обслуживания населения производственного характера, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлебобулочных и кондитерских изделий (по СП 42-101—2003)**

Предприятия	Коэффициент часового максимума расходов газа $K_{\max}^h$
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба, кондитерских изделий	1/6000

Примечание. Для бань и прачечных значения коэффициента часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

При составлении проектов генеральных планов городов и других поселений допускается принимать укрупненные показатели потребления газа, м<sup>3</sup>/год на 1 чел. при теплоте сгорания газа 34 МДж/м<sup>3</sup> (8000 ккал/м<sup>3</sup>):

при наличии централизованного горячего водоснабжения — 120;

при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей — 300;

при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения — 180 (220 в сельской местности).



**Коэффициент часового максимума расхода газа  
для промышленных предприятий (по СП 42-101—2003)**

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа $K_{\max}^h$		
	в целом по предприятию	по котельным	по промышленным печам
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Резиноасбестовая	1/5200	1/5200	—
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильная	1/4500	1/4500	—
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	—
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	—
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Винодельческая	1/5700	1/5700	—
Обувная	1/3500	1/3500	—
Фарфоро-фаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	—
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Швейная	1/4900	1/4900	—
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Табачная	1/3850	1/3500	—

Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяют в соответствии с указаниями СНиП 41-02—2003 «Тепловые сети» и СП 41-101—2000 «Тепловая защита зданий».

Расход газа, м<sup>3</sup>/ч, на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение определяется по формуле

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = \frac{(Q'_{o \max} + Q'_{v \max} + Q'_{h \max}) 3600}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \eta}, \quad (4.3)$$

где  $Q'_{o \max}$ ,  $Q'_{v \max}$ ,  $Q'_{h \max}$  — соответственно максимальные тепловые потоки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, МВт;  $Q_{\text{H}}^{\text{p}}$  — низшая теплота сгорания газа МДж/м<sup>3</sup>;  $\eta$  — КПД котельной или ТЭЦ ( $\eta = 0,8 \dots 0,9$ ).

Максимальный тепловой поток, Вт, на отопление жилых и общественных зданий:

$$Q'_{o\max} = q_0 A (1 + K_1), \quad (4.4)$$

где  $q_0$  — укрупненный показатель максимального теплового потока, Вт/м<sup>2</sup>, определяется в зависимости от этажности зданий и расчетной температуры наружного воздуха для наиболее холодной пятидневки в районе проектирования;  $A$  — общая жилая площадь, м<sup>2</sup>;  $K_1$  — коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий.

$$q_0 = q_h^{reg} \frac{t_{int} - t_5}{86,4}, \quad (4.5)$$

где  $q_h^{reg}$  — нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых и общественных зданий по табл. 9 ГОСТ 5542—87;  $t_{int}$  — внутренняя температура помещения, °С, по ГОСТ 5542—87;  $t_5$  — температура наружного воздуха для расчета отопления, °С, по ГОСТ 53865—2010.

Максимальный тепловой поток, Вт, на вентиляцию общественных зданий:

$$Q'_{V\max} = q_0 A K_1 K_2, \quad (4.6)$$

где  $K_2$  — коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий.

Максимальный тепловой поток, Вт, на горячее водоснабжение жилых зданий:

$$Q'_{h\max} = 2,4 Q'_h, \quad (4.7)$$

где  $Q'_h$  — средний тепловой поток, Вт, на горячее водоснабжение за отопительный период;

$$Q'_h = q_h N, \quad (4.8)$$

где  $q_h$  — укрупненный показатель теплового потока на горячее водоснабжение;  $N$  — количество жителей, чел.

## 4.2. Определение расчетных расходов газа

На внутриквартальных газопроводах-вводах или внутрипоселковых газопроводах при известном количестве снабжаемых газом квартир или жилых домов расчетные расходы газа, м<sup>3</sup>/ч, определяются с учетом коэффициента одновременности работы приборов  $K_{sim}$  по СП 42-101—2003:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{nom} n_i, \quad (4.9)$$

где  $K_{sim}$  — коэффициент одновременности работы приборов, определяемый;  $n_i$  — число однотипных приборов;  $m$  — число типов приборов.  $q_{nom}$  — номинальный расход прибором, м<sup>3</sup>/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам прибора;

Номинальный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, каждым прибором определяется по номинальной тепловой мощности прибора:

$$q_{nom} = \frac{Q3600}{Q_H^p}, \quad (4.10)$$

где  $Q$  — паспортная тепловая мощность прибора, кВт;  $Q_H^p$  — низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>.

### 4.3. Гидравлический расчет полиэтиленовых газопроводов

Гидравлический расчет газораспределительных сетей выполняется в соответствии с рекомендациями СП 42-101—2003. Пропускная способность газопроводов принимается из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и ГРУ, а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления.

Расчет диаметра газопровода выполняется, как правило, на компьютере с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети. При невозможности или нецелесообразности выполнения расчета на компьютере гидравлический расчет допускается производить по приведенным ниже формулам или по номограммам (рис. 4.1, 4.2), составленным по этим формулам.

Гидравлический расчет газопроводов высокого и среднего давления производится по формуле

$$P_H^2 - P_K^2 = 1,2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (4.11)$$

где  $P_H$  — абсолютное давление в начале газопровода, МПа;  $P_K$  — абсолютное давление в конце газопровода, МПа;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического трения;  $l$  — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м, вычисляется по формуле (3.20);  $d$  — внутренний диаметр газопровода, см;  $\rho_0$  — плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $Q_0$  — расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях.

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления производится по формуле

$$P_{\text{н}} - P_{\text{к}} = 626,1\lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (4.12)$$

где  $P_{\text{н}}$  — абсолютное давление в начале газопровода, Па;  $P_{\text{к}}$  — абсолютное давление в конце газопровода, Па;  $\lambda$ ,  $Q_0$ ,  $d$ ,  $\rho_0$ ,  $l$  — обозначения те же, что и в формуле (3.11).

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{Q_0}{9\pi d\nu} = 0,0354 \frac{Q_0}{d\nu}, \quad (4.13)$$

где  $\nu$  — коэффициент кинематической вязкости газа,  $\text{м}^2/\text{с}$ , при нормальных условиях, а также гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$\text{Re} \left( \frac{n}{d} \right) < 23, \quad (4.14)$$

где  $\text{Re}$  — число Рейнольдса;  $n$  — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной 0,0007 см для полиэтиленовых труб независимо от времени эксплуатации.

В зависимости от значения  $\text{Re}$  коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется:

для ламинарного режима движения газа  $\text{Re} \leq 2000$ :

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}; \quad (4.15)$$

для критического режима движения газа  $\text{Re} = 2000 \dots 4000$ :

$$\lambda = 0,0025 \text{Re}^{0,333}; \quad (4.16)$$

при  $\text{Re} > 4000$  — в зависимости от выполнения условия (3.14);

для гидравлически гладкой стенки (неравенство (3.14) справедливо):

при  $4000 < \text{Re} < 100000$  по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}; \quad (4.17)$$

при  $\text{Re} > 100\,000$ :

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg \text{Re} - 1,64)^2}; \quad (4.18)$$

для шероховатых стенок (неравенство (4.14) несправедливо) при  $\text{Re} > 4000$ :

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{n}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}. \quad (4.19)$$

Расчетная длина участка подземного газопровода, м, принимается на 5...10 % больше фактической длины для учета потерь давления в местных сопротивлениях (отводах, тройниках, отключающих устройствах и т. д.):

$$l = 1,1l_d, \quad (4.20)$$

где  $l_d$  — действительная (фактическая) длина участка газопровода, м.

При выполнении гидравлического расчета газопроводов расчетный внутренний диаметр следует предварительно определять по формуле

$$d_p = m^1 \sqrt{\frac{AB\rho_0 Q_0^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (4.21)$$

где  $d_p$  — расчетный диаметр, см;  $A, B, m, m^1$  — коэффициенты, определяемые по табл. 4.6 и 4.7 в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода;  $Q_0$  — расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях;  $\Delta P_{уд}$  — удельные потери давления (Па/м — для сетей низкого давления, МПа/м — для сетей среднего и высокого давления), определяемые по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \quad (4.22)$$

где  $\Delta P_{доп}$  — допустимые потери давления (Па — для сетей низкого давления, МПа/м — для сетей среднего и высокого давления);  $L$  — расстояние до самой удаленной точки, м.

Таблица 4.6

**Зависимость коэффициента  $A$  от категории сети**

Категория сети	$A$
Сети низкого давления	$10^6 / (162\pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0 / (P_m 162\pi^2),$ $P_0 = 0,101325$ МПа, $P_m$ — усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.

Таблица 4.7

**Зависимость коэффициентов  $m, m^1$  от материала газопровода**

Материал	$B$	$m$	$m^1$
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446,$ $\nu$ — кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м <sup>2</sup> /с.	1,75	4,75

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов (ближайший меньший).

Благодаря коррозионной стойкости полиэтиленовых труб, шероховатость стенок остается постоянной, что в свою очередь поддерживает на постоянном уровне удельные потери давления и расход газа в системе газопроводов, в течение всего срока службы.

Для облегчения процесса гидравлического расчета полиэтиленовых газопроводов можно использовать номограммы (рис. 4.1, 4.2).

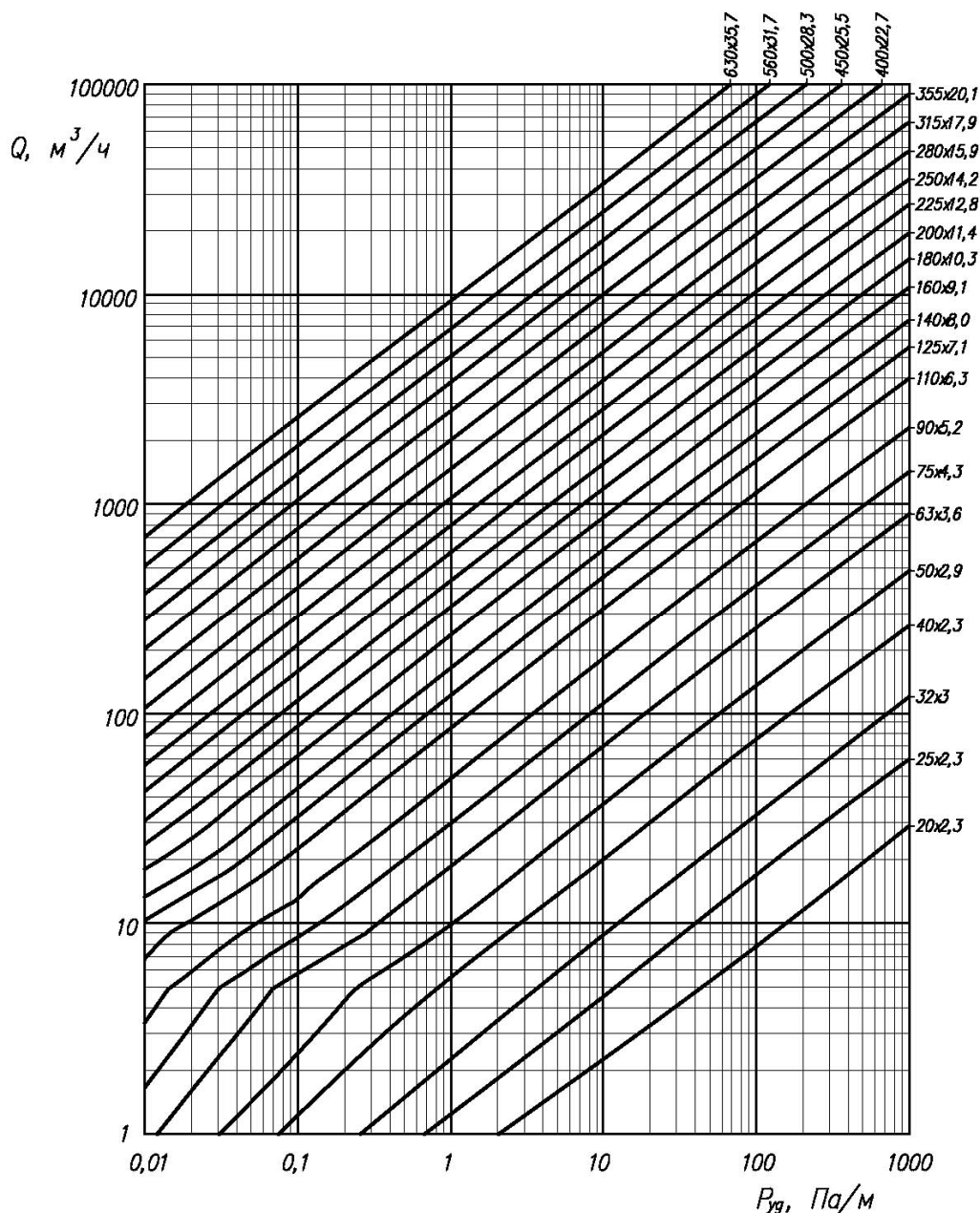


Рис. 4.1. Номограмма для определения потерь давления в полиэтиленовых газопроводах (SDR 17,6) низкого давления (до 5 кПа). Природный газ  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 1,4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$  (при  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $101,3 \text{ кПа}$ )

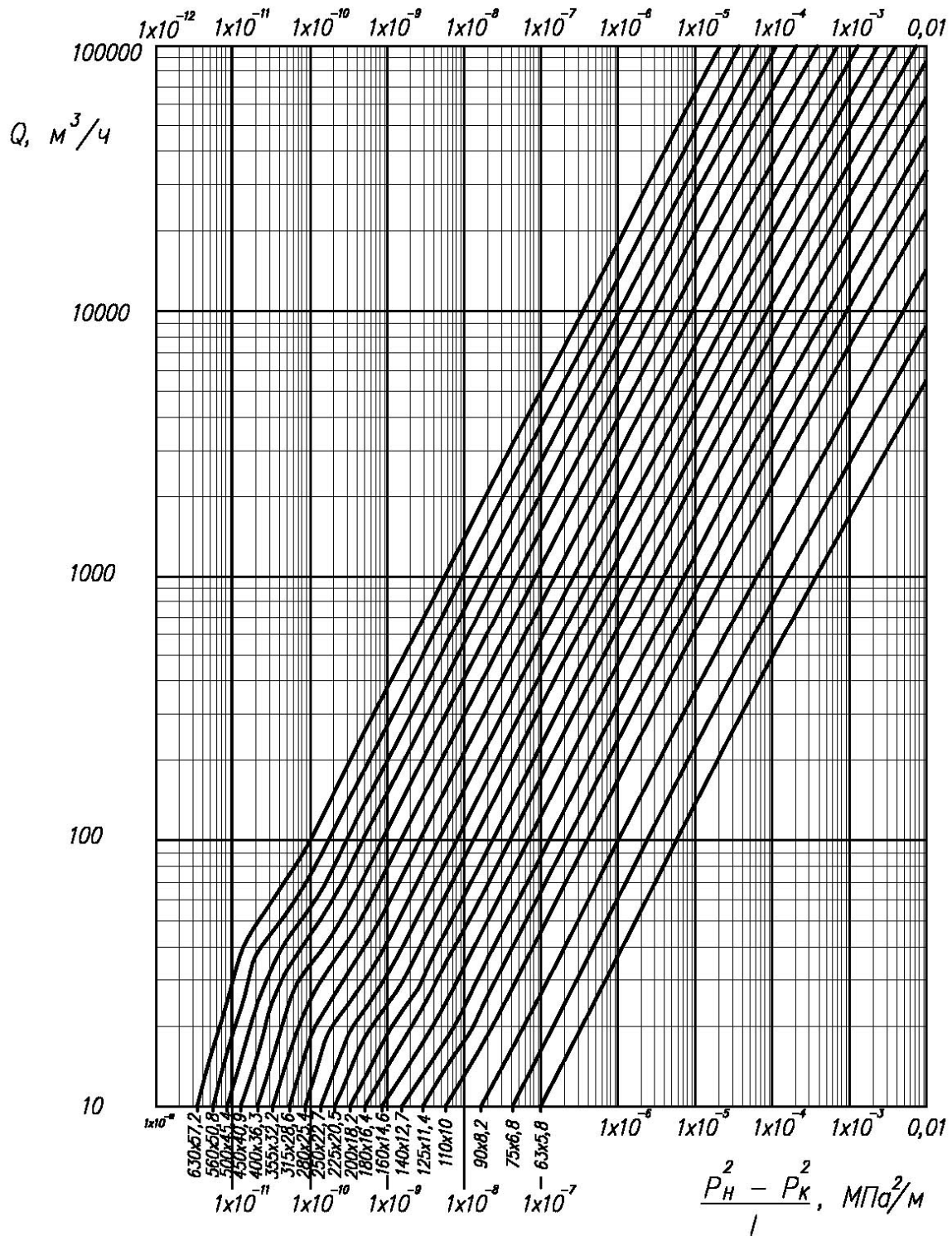


Рис. 4.2. Номограмма для гидравлического расчета полиэтиленовых газопроводов (SDR 11) высокого и среднего давления. Природный газ  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 1,4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$  (при  $0^\circ\text{C}$  и  $101,3 \text{ кПа}$ )

## 4.4. Расчет газопроводов на прочность и устойчивость

Расчет газопроводов на прочность и устойчивость положения (против всплытия) включает:

определение размеров труб по рабочему (нормативному) давлению; проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения, т. е. оценку допустимости назначенных радиусов упругого изгиба газопровода и температурного перепада;

определение необходимой величины балластировки;

обеспечение кольцевой формы поперечного сечения (предельно допустимой величины овализации).

Расчетными характеристиками материала газопроводов являются: минимальная длительная прочность, определяемая по ГОСТ Р 50838, модуль ползучести материала трубы, коэффициент линейного теплового расширения, коэффициент Пуассона.

Минимальная длительная прочность, согласно ГОСТ Р 50838, должна приниматься для труб:

из ПЭ 80 — 8,0 МПа;

ПЭ 100 — 10,0 МПа.

Модуль ползучести материала труб для срока службы газопровода 50 лет принимается в зависимости от температуры эксплуатации по графикам, приведенным на рис. 4.3, где напряжения в стенке трубы определяются по формуле, МПа:

$$\sigma = \frac{p(\text{SDR} - 1)}{2}. \quad (4.23)$$

При напряжении в стенке трубы  $\sigma$  меньше 1,5 МПа значение модуля ползучести следует принимать по кривой *a* на рис. 4.3.

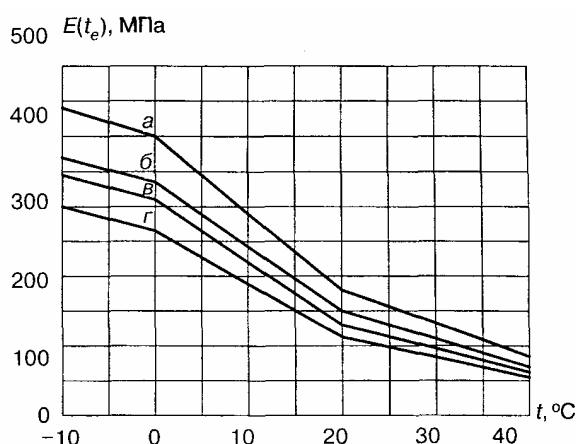


Рис. 4.3. Значения модуля ползучести  $\sigma$  материала труб для проектируемого срока эксплуатации 50 лет в зависимости от температуры транспортируемого газа:

*a* —  $\sigma = 1,5$  МПа; *б* —  $\sigma = 2,5$  МПа; *в* —  $\sigma = 3$  МПа; *г* —  $\sigma = 4$  МПа



Коэффициент линейного теплового расширения материала труб принимается равным  $\alpha = 2,2 \cdot 10^{-4} \text{ (}^\circ\text{C}^{-1}\text{)}$ .

Коэффициент Пуассона материала труб должен приниматься равным  $\mu = 0,43$ .

Нагрузки и воздействия, действующие на газопроводы, различаются:

на силовые нагружения — внутреннее давление газа, вес газопровода, сооружений на нем и вес транспортируемого газа, давление грунта, гидростатическое давление и выталкивающая сила воды, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;

деформационные нагружения — температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т. д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, деформации земной поверхности в районах горных выработок и т. д.);

сейсмические воздействия.

Собственный вес единицы длины газопровода, Н/м, определяется по формуле

$$q_g = m_q g, \quad (4.24)$$

где  $m_q$  — расчетная масса 1 м трубы, принимаемая по ГОСТ Р 50838.

Давление грунта на единицу длины газопровода, Н/м, определяется по формуле

$$q_m = \rho_m g d_e h_m. \quad (4.25)$$

Гидростатическое давление воды, Н/м, определяется по формуле

$$p_w = p_w g h_w 10^{-6}. \quad (4.26)$$

Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода, Н/м, определяется по формуле

$$q_w = (\pi/4) \rho_w g d_e^2. \quad (4.27)$$

Проверка прочности газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

при действии всех нагрузок силового нагружения, МПа:

$$\sigma_{прF} \leq 0,4MRS; \quad (4.28)$$

при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений, МПа:

$$\sigma_{прNS} \leq 0,5MRS; \sigma_{прS} \leq 0,9MRS; \quad (4.29)$$

при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений и сейсмических воздействий, МПа:

$$\sigma_{прNS} \leq 0,7MRS; \sigma_{прS} \leq MRS. \quad (4.30)$$

При отсутствии 100%-го контроля сварных швов газопроводов, соединенных сваркой нагретым инструментом встык, правые части условий принимаются с понижающим коэффициентом 0,95.

Значения  $\sigma_{прF}$ ,  $\sigma_{прNS}$  и  $\sigma_{прS}$  должны определяться по формулам, МПа:

$$\sigma_{прF} = \frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1}; \quad (4.31)$$

$$\sigma_{прNS} = \left| \frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - \alpha E(t_e) \Delta t \right| + \sigma_c; \quad (4.32)$$

$$\sigma_{прS} = \left| \frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - \alpha E(t_e) \Delta t \right| + \sigma_{oy} + \frac{E(t_e) d_e}{2\rho} + \sigma_c, \quad (4.33)$$

где  $\sigma_{oy}$  — дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в особых условиях;  $\sigma_c$  — дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в сейсмических районах, при этом используются условия прочности (4.30).

Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в пучинистых грунтах, должны приниматься в зависимости от глубины промерзания по табл. 4.8.

Таблица 4.8

**Зависимость дополнительных напряжений от глубины промерзания**

Глубина промерзания, м	Значения дополнительных напряжений, МПа, при пучинистости грунта		
	средней	сильной	чрезмерной
1,0	0,3	0,4	0,5
2,0	0,4	0,6	0,7
3,0	0,5	0,7	0,8
4,0	0,7	0,9	1,0

Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в средненабухающих грунтах и грунтах II типа просадочности, равны 0,6 МПа, в сильнонабухающих грунтах и на подрабатываемых территориях — 0,8 МПа.

Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в сейсмических районах, определяются по формуле, МПа:

$$\sigma_c = 0,04E(t_e) \frac{m_0 a_c}{v_c}. \quad (4.34)$$

Значения коэффициента заземления газопроводов в грунте  $m_0$ , скоростей распространения продольных сейсмических волн, скорости распространения продольной сейсмической волны  $v_c$  и сейсмических ускорений  $a_c$  определяются по табл. 4.9 и 4.10.

Дополнительные напряжения учитываются в пределах рассматриваемого участка и на расстояниях  $40d_e$  в обе стороны от него.

Дополнительные напряжения при прокладке газопроводов в слабонабухающих и слабопучинистых грунтах и в грунтах I типа просадочности не учитываются.

Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в сейсмических районах, определяются по (4.34).

Значения коэффициента заземления газопроводов в грунте  $m_0$ , скоростей распространения продольных сейсмических волн и сейсмических ускорений  $a_c$  определяются по табл. 4.9 и 4.10.

Таблица 4.9

#### Характеристики грунтов

Грунты	Коэффициент заземления газопровода в грунте $m_0$	Скорость распространения продольной сейсмической волны $v_c$ , км/с
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,50	0,12
Песчаные маловлажные	0,50	0,15
Песчаные средней влажности	0,45	0,25
Песчаные водонасыщенные	0,45	0,35
Супеси и суглинки	0,60	0,30
Глинистые влажные, пластичные	0,35	0,50
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	2,00
Лесс и лессовидные	0,50	0,40
Торф	0,20	0,10
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	2,20
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	1,50
Гравий, щебень и галечник	См. примеч. 2	1,10
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные и сильновыветренные)	То же	1,50
Скальные породы (монолиты)	»	2,20

Примечания:

1. В таблице приведены наименьшие значения  $v_c$ , которые уточняют при изысканиях.
2. Значения коэффициента заземления газопровода принимают по грунту засыпки.

## Ускорения продольных сейсмических волн

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение $a_c$ , см/с <sup>2</sup>	100	200	400	800

Для газопроводов, прокладываемых в обычных условиях, зависимости между максимально допустимым температурным перепадом и минимально допустимым радиусом упругого изгиба при температуре эксплуатации 0 °С для различных значений SDR и MRS даны на рис. 4.4.

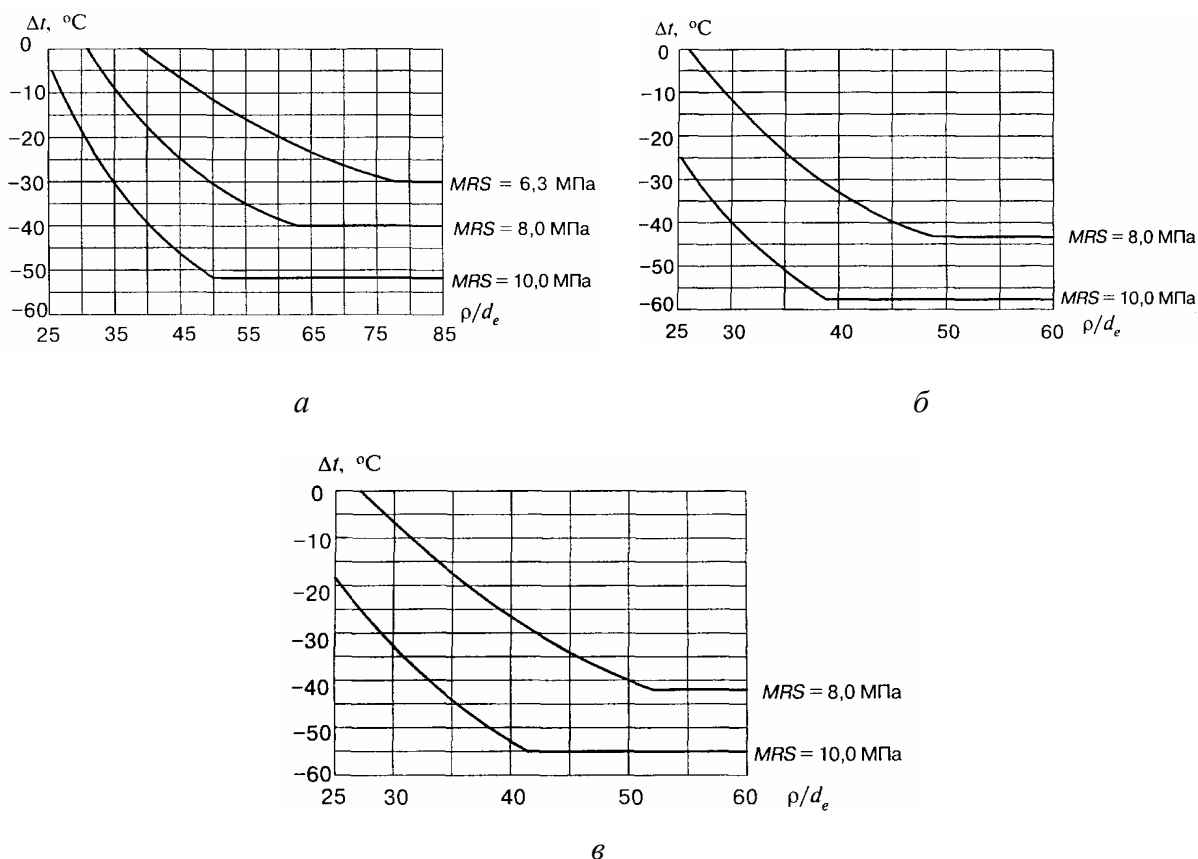


Рис. 4.4. Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0 °С и рабочем давлении: *a* — 0,3 МПа для SDR 11 и различных MRS; *б* — 0,6 МПа для SDR 11 и различных MRS; *в* — 0,3 МПа для SDR 17,6 и различных MRS

#### 4.5. Определение необходимой величины балластировки

Для обеспечения проектного положения газопроводов на подводных переходах, на участках прогнозного обводнения, на периодически обводняемых участках применяются следующие виды балластировки:

пригрузы из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.); грунт обратной засыпки, закрепляемый нетканым синтетическим материалом (НСМ);

пригрузы из синтетических прочных тканей, наполненные минеральным грунтом или цементно-песчанной смесью.

Задачами расчета являются:

определение максимального расстояния между пригрузами;

определение необходимого количества пригрузов;

определение необходимой высоты грунта, закрепляемого в траншее НСМ.

При балластировке газопровода пригрузами из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.) расстояния между ними должны быть не более определяемых условиями, м:

$$l_{\text{пр}} \leq \frac{Q_{\text{пр}} \gamma_b (\rho_b - \gamma_a \rho_w)}{\rho_b [\gamma_a (q_w + q_{\text{изг}}) - q_q]}; \quad (4.35)$$

$$l_{\text{пр}} \leq d_e \left[ \frac{3\pi}{\text{SDR}} \frac{d_e}{q_w + q_{\text{изг}} - q_q} \left( 0,9\text{MRS} - \frac{2\mu p}{\left(1 - \frac{2}{\text{SDR}}\right)^{-2} - 1} - \alpha E(t_e) \Delta t \right) - \frac{E(t_e) d_e}{2\rho} \right]^{0.5} 10^3. \quad (4.36)$$

где  $Q_{\text{пр}}$  — вес одного пригруза, Н;  $\gamma_b$  — коэффициент надежности по материалу пригруза;  $\rho_b$  — плотность материала пригруза, кг/м<sup>3</sup>;  $\gamma_a$  — коэффициент надежности устойчивого положения газопровода;  $\rho_w$  — плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м<sup>3</sup>;  $q_w$  — выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода, Н/м;  $q_{\text{изг}}$  — нагрузка от упругого отпора газопровода, Н/м;  $q_q$  — собственный вес единицы длины газопровода, Н/м.

Нагрузка от упругого отпора газопровода  $q_{\text{изг}}$  при свободном изгибе газопровода в вертикальной плоскости должна определяться по формулам, Н/м:

для выпуклых кривых:

$$q_{\text{изг}} = \frac{\pi}{\text{SDR}} \frac{E(t_e) d_e^4}{9\beta^2 \rho^3} 10^6; \quad (4.37)$$

для вогнутых кривых:

$$q_{\text{изг}} = \frac{4\pi}{\text{SDR}} \frac{E(t_e) d_e^4}{9\beta^2 \rho^3} 10^6. \quad (4.38)$$

Значения коэффициента надежности устойчивого положения для различных участков газопровода  $\gamma_a$  принимаются:

для обводненных и пойменных за границами производства подводно-технических работ — 1,05;

русловых участков трассы, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ — 1,10.

Коэффициент надежности по материалу пригруза принимается:

для железобетонных грузов и мешков с цементно-песчаной смесью — 0,85;

для чугунных грузов — 0,95.

Вес пригруза определяется по соответствующим стандартам или ТУ.

#### 4.6. Определение величины овализации

Для обеспечения допустимой овализации поперечного сечения газопровода должно соблюдаться условие

$$\zeta \frac{Q}{4Dd_e} \left( 1 + \frac{0,125E_{гр} - p_e}{D + 0,012E_{гр}} \right)^{-1} \leq 5 \cdot 10^4, \quad (4.39)$$

где  $Q$  — полная погонная эквивалентная нагрузка, Н/м;  $D$  — параметр жесткости сечения газопровода, МПа;  $E_{гр}$  — модуль деформации грунта засыпки, МПа;  $p_e$  — внешнее радиальное давление, МПа; коэффициент  $\zeta$  принимается равным: при укладке на плоское основание — 1,3; при укладке на спрофилированное основание — 1,2.

Полная погонная эквивалентная нагрузка  $Q$  вычисляется по формуле, Н/м:

$$Q = \sum_1^5 \beta_i Q_i, \quad (4.40)$$

где  $\beta_i$  — коэффициенты приведения нагрузок;  $Q_i$  — составляющие полной эквивалентной нагрузки.

Параметр жесткости сечения газопровода  $D$  определяется по формуле, МПа:

$$D = \frac{E(t_e)}{4(1-\mu^2)} \left( \frac{SDR-1}{2} \right)^{-3}. \quad (4.41)$$

Внешнее радиальное давление  $p_e$  принимается равным:

для необводненных участков — 0;

для обводненных участков —  $p_w$ .

Составляющие полной погонной эквивалентной нагрузки определяются по формулам, Н/м:

1) от давления грунта:

$$Q_1 = q_m \frac{B}{d_e} k_{гр}, \quad (4.42)$$

где значения коэффициента  $k_{гр}$  в зависимости от глубины заложения газопровода и вида грунта определяются по табл. 4.11;

2) собственного веса газопровода:

$$Q_2 = 1,1q_g; \quad (4.43)$$

3) выталкивающей силы воды на обводненных участках трассы:

$$Q_3 = 1,2q_w; \quad (4.44)$$

4) равномерно распределенной нагрузки на поверхности засыпки, Н/м:

$$Q_4 = 1,4q_v d_e k_n, \quad (4.45)$$

где  $k_n = \frac{3 D + 0,125 E_{гр}}{2 D + 0,25 E_{гр}}$ .

Таблица 4.11

**Значения коэффициента  $k_{гр}$  для грунтов**

Глубина заложения газопровода, м	$k_{гр}$ для песка, супеси, суглинка твердого	$k_{гр}$ для суглинка тугопластичного, глины твердой консистенции
0,5	0,82	0,85
1,0	0,75	0,78
2,0	0,67	0,70
3,0	0,55	0,58
4,0	0,49	0,52
5,0	0,43	0,46
6,0	0,37	0,40
7,0	0,32	0,34
8,0	0,29	0,32

Значение интенсивности равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта  $q_v$ :

при отсутствии специальных требований принимают равным  $5,0 \text{ кН/м}^2$ ; от подвижных транспортных средств:

$$Q_5 = \gamma_t q_t d_e, \quad (4.46)$$

где коэффициент  $\gamma_t$  принимается равным:

для нагрузки от автомобильного транспорта — 1,4;

для нагрузки от гусеничного транспорта — 1,1.

Нагрузка  $q_T$  принимается в зависимости от глубины заложения газопровода по рис. 4.5.

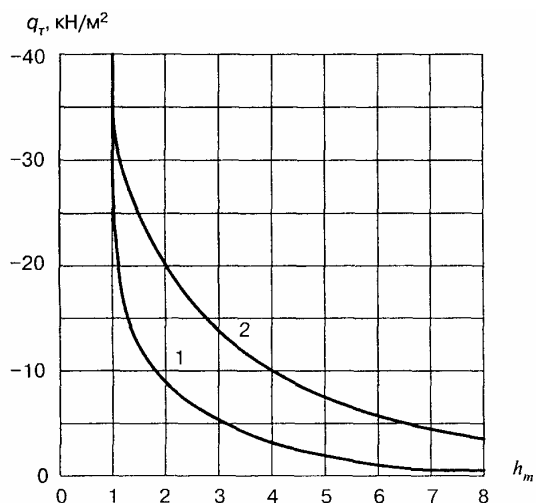


Рис. 4.5. Зависимость нагрузки от транспортных средств, от глубины заложения газопровода при нерегулярном движении транспорта: 1 — для нагрузки от автомобильного транспорта; 2 — для нагрузки от гусеничного транспорта

Для газопроводов, укладываемых в местах, где движение транспортных средств невозможно, величина  $\gamma_T q_T$  принимается равной  $5000 \text{ Н/м}^2$ .

Значения коэффициентов приведения нагрузок  $\beta_1$  и  $\beta_2$  принимаются в зависимости от вида укладки по табл. 4.12.

Таблица 4.12

**Коэффициенты приведения нагрузок  $\beta_1, \beta_2$**

Вид укладки	$\beta_1$	$\beta_2$
Укладка на плоское основание спрофилированное с углом охвата:		
70°	0,75	0,75
90°	0,55	0,35
120°	0,50	0,30
	0,45	0,25

Значения коэффициентов  $\beta_3, \beta_4$  и  $\beta_5$  принимаются равными, т. е.  $\beta_3 = \beta_4 = \beta_5 = 1$ .

Для обеспечения устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода должно соблюдаться условие, МПа:

$$1,7 \left( \frac{Q}{10^6 d_e} + p_w \right) \leq P_{кр}. \quad (4.47)$$

В качестве критической величины внешнего давления, МПа, должно приниматься меньшее из двух значений, определенных по формулам

$$P_{кр} = 0,7(DE_{гр})^{0,5}; \quad (4.48)$$

$$P_{кр} = D + 0,143E_{гр}. \quad (4.49)$$



## 5. МОНТАЖ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### 5.1. Подготовительные работы

При строительстве газопроводов используют хорошо освоенные и зарекомендовавшие себя схемы организации работ, учитывающие специфические требования, присущие полиэтиленовым трубам.

Использование полиэтиленовых труб позволяет значительно повысить скорость выполнения сварочных работ и, соответственно, наращивание трубной плети. Одна сварочная бригада может сварить за рабочую смену до 250 м труб длиной по 6,5 м и до 3000 м при использовании длинномерных труб. Соответственно, под эту скорость должны задаваться скорости выполнения всех подготовительных операций.

К подготовительным работам по строительству газопроводов строительная организация должна приступить после получения разрешения на ведение работ у соответствующих органов исполнительной власти, получения от заказчика проектно-сметной документации и создания им геодезической разбивочной основы.

Трассовые подготовительные работы включают:

разбивку и закрепление пикетажа, геодезическую разбивку горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной полосы;

расчистку строительной полосы от леса и кустарника согласно порученному билету (ордеру), корчевку пней; снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя земли;

планировку строительной полосы (шириной не менее 1,5 м), уборку валунов, устройство полок на косогорах;

осушение строительной полосы, промораживание или защиту от промерзания (в зависимости от периода года), подготовку технологических проездов;

устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ, монтаж средств наружного освещения;

проведение противоэрозионных мероприятий.

Организационно-технологические решения должны быть ориентированы на максимальное сокращение неудобств, причиняемых строительными работами пользователям и населению. С этой целью коммуникации, прокладываемые вдоль улиц и дорог, должны выполняться и сдаваться под

восстановление благоустройства участками длиной, как правило, не более одного квартала; восстановительные работы должны вестись в две-три смены; отходы асфальтобетона и другой строительный мусор должен вывозиться своевременно в сроки и в порядке, установленные органом местного самоуправления.

## 5.2. Разработка траншей и котлованов

Земляные работы заключаются в рытье траншей под трубы газопровода и устройство котлованов под колодцы, ШРП и коверы. Размеры и профили траншей и котлованов устанавливаются в зависимости от диаметра труб газопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических, температурных и других условий.

К началу работ по рытью траншеи и котлована должно быть получено письменное разрешение на право производства земляных работ в зоне расположения подземных коммуникаций, выданное организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций.

Разработку траншей под полиэтиленовый газопровод следует выполнять механизированным способом с помощью роторных или одноковшовых экскаваторов в зависимости от характера грунта.

Траншея и котлованы должны разрабатываться с откосами. Траншеи с вертикальными стенками без крепления разрешается разрабатывать в мерзлых и в грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод на глубину:

в насыпных песчаных и гравелистых грунтах — не более 1 м;

в супесях — не более 1,25 м;

в суглинках и глинах — не более 1,5 м.

При откосах положе 1: 0,5 минимальная ширина траншеи принимается  $D + 0,5$  м для укладки отдельными трубами и  $D + 0,3$  м — для укладки плетями. Для труб диаметром 50 мм включительно ширина траншеи должна быть не менее 250 мм. При откосе траншей 1: 0,5 и круче минимальную ширину траншеи можно принимать:

а) при соединении труб сваркой:

для газопроводов диаметром до 0,7 м —  $D + 0,3$  м, но не менее 0,7 м; диаметром свыше 0,7 м —  $1,5D$ ;

при разработке траншеи экскаваторами непрерывного действия для газопроводов диаметром до 219 мм —  $D + 0,2$  м;

при укладке отдельными трубами для диаметров до 0,5 м —  $D + 0,5$  м; от 0,5 до 1,2 м (включительно) —  $D + 0,8$  м;

на участках, балластируемых железобетонными грузами или анкерами, —  $2,2D$ ;

на участках, пригружаемых неткаными синтетическими материалами или геотекстильными материалами, —  $1,5D$ ;

б) при соединении одиночных труб муфтами или фланцами:

для газопроводов диаметром до 0,5 м —  $D + 0,8$  м;

то же, от 0,5 м до 1,2 м —  $D + 1,2$  м.

При разработке траншеи траншейными экскаваторами (роторным, цепным, фрезерным) ее ширина принимается равной ширине копания.

При бестраншейном трубозаглублении (длинномерных труб малых диаметров) ширина щели принимается равной ширине рабочего органа (щелереза).

В местах расположения седловых отводов устраивают плавное понижение дна траншеи на 3...5 см, поскольку седловые отводы по своей конструкции обеспечивают некоторое повышение отводящей трубы по отношению к трубе основного распределительного газопровода.

Грунт, вынутый из траншеи и котлована, следует укладывать в отвал с одной стороны на расстоянии от бровки не ближе 0,5 м, оставляя другую сторону свободной для передвижения транспорта и производства монтажно-укладочных работ (рабочая полоса).

На переходах через автодороги, трамвайные и железнодорожные пути разработку грунта, как правило, ведут закрытым способом, используя методы прокола, продавливания, горизонтального и наклонно-направленного бурения, на пересечениях с подземными коммуникациями разработка грунта ведется вручную.

Углы поворота трассы, запланированные к выполнению упругим изгибом труб, выполняют за счет плавного поворота экскаватора непрерывного действия.

К моменту укладки трубопровода необходимо провести проверку глубины вырытой траншеи согласно проектным отметкам, окончательную зачистку и выравнивание дна траншеи вручную.

## **5.3. Сварка полиэтиленовых газопроводов**

### **5.3.1. Общие сведения**

Сварочные работы могут производиться при температуре окружающего воздуха от  $-15$  до  $+45$  °С. При более широком интервале температур сварочные работы следует выполнять в помещениях (укрытиях), обеспечивающих соблюдение заданного температурного интервала.

Место сварки защищают от атмосферных осадков, ветра, пыли и песка, а в летнее время и от интенсивного солнечного излучения. При сварке свободный конец трубы или плети закрывают для предотвращения сквозняков внутри свариваемых труб.

Различают два способа сварки полиэтиленовых труб: сварка встык нагретым инструментом и сварка с помощью деталей с закладными нагревателями.

### 5.3.2. Сварка встык нагретым инструментом

Сваркой встык нагретым инструментом соединяются трубы и детали с толщиной стенки по торцам более 5 мм. Не рекомендуется сварка встык труб с разной толщиной стенок (SDR), изготовленных из разных марок полиэтилена и длинномерных труб.

Сборку и сварку труб и деталей рекомендуется производить на сварочных машинах с высокой и средней степенью автоматизации процесса сварки. Технологический процесс соединения труб и деталей сваркой встык включает (рис. 5.1):

подготовку труб и деталей к сварке (очистка, сборка, центровка, механическая обработка торцов, проверка совпадения торцов и зазора в стыке); сварку стыка (оплавление, нагрев торцов, удаление нагретого инструмента, осадка стыка, охлаждение соединения).

Перед сборкой и сваркой труб, а также соединительных деталей необходимо тщательно очистить их полости от грунта, снега, льда, камней и других посторонних предметов, а соединяемые концы — от всех загрязнений на расстояние не менее 50 мм от торцов. Концы труб, защищенных полипропиленовой оболочкой, освобождаются от нее с помощью специального ножа на расстояние не менее 15 мм.

Очистку производят сухими или увлажненными кусками мягкой ткани из растительных волокон с дальнейшей протиркой и просушкой.

Сборку свариваемых труб и деталей, включающую установку, соосную центровку и закрепление свариваемых концов, производят в зажимах центриатора сварочной машины.

Основными параметрами сварки встык являются:

температура нагретого инструмента  $T_n$ ;

продолжительность оплавления  $t_{оп}$  и нагрева  $t_n$ ;

давление нагретого инструмента на торцы при оплавлении  $P_{оп}$  и нагреве  $P_n$ ;

продолжительность технологической паузы между окончанием нагрева и началом осадки  $t_n$ ;

давление на торцы при осадке  $P_{ос}$ ;

время охлаждения сваренного стыка под давлением осадки  $t_{охл}$ .

Оплавление и нагрев торцов свариваемых труб и деталей осуществляют одновременно посредством их контакта с рабочими поверхностями нагретого инструмента (рис. 5.2).

Оплавление торцов необходимо выполнять при давлении  $P_{оп} = 0,2 \pm 0,02$  МПа в течение времени  $t_{оп}$ , достаточного для образования по всему периметру контактирующих с нагревателем торцов труб валиков расплавленного материала (грата).

После появления первичного грата давление необходимо снижать до  $P_{н} = 0,02 \pm 0,01$  МПа и торцы нагревать в течение времени  $t_{н}$ .

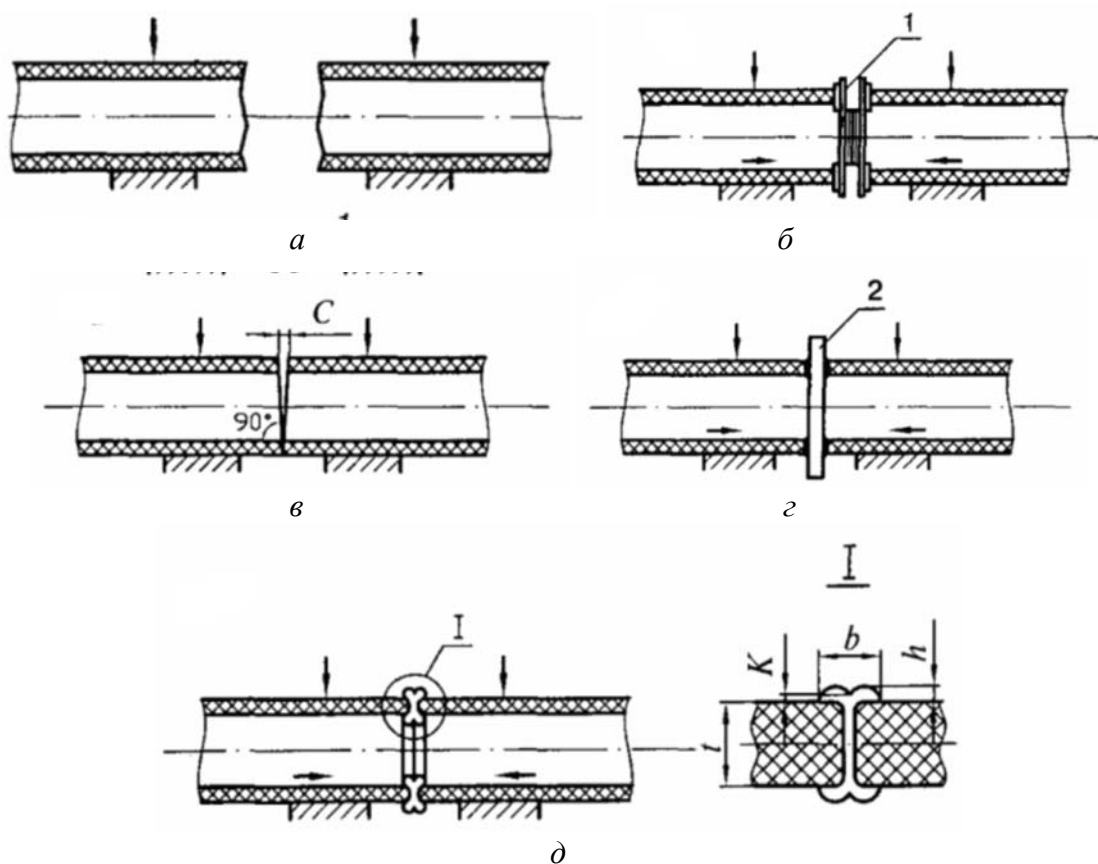


Рис. 5.1. Последовательность процесса сборки и сварки встык труб из полиэтилена: а — центровка и закрепление в зажимах сварочной машины концов свариваемых труб; б — механическая обработка торцов труб с помощью торцовки 1; в — проверка соосности и точности совпадения торцов по величине зазора  $C$ ; г — оплавление и нагрев свариваемых поверхностей нагретым инструментом 2; д — осадка стыка до образования сварного соединения (в сечении I даны буквенные обозначения основных геометрических размеров соединения встык)

После удаления нагретого инструмента торцы труб и деталей сводят и производят осадку стыка при давлении  $P_{ос} = 0,2 \pm 0,02$  МПа.

Маркировку сварных стыков (код оператора) производят несмываемым карандашом-маркером яркого цвета (например: белого или желтого — для черных труб, черного и голубого — для желтых труб).

Допускается маркировку (код оператора) производить клеймом на горячем расплаве грата через 20...40 с после окончания операции осадки в процессе охлаждения стыка в зажимах центриатора сварочной машины в двух диаметрально противоположных точках.

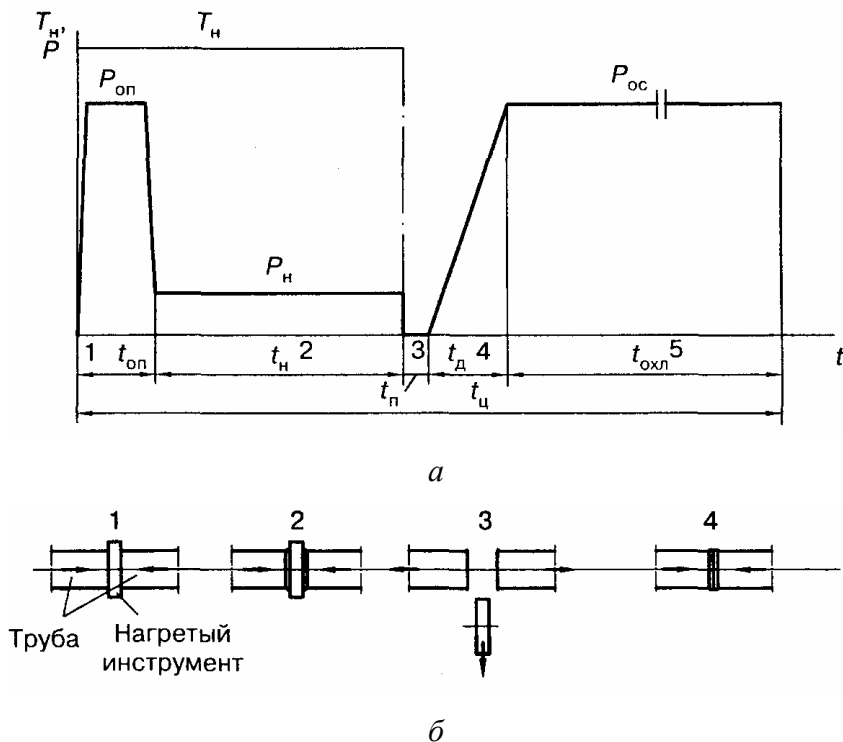


Рис. 5.2. Циклограмма процесса сварки встык нагретым инструментом труб из полиэтилена: *a* — диаграмма изменения во времени  $t$  давления на торцах  $P$  и температуры нагретого инструмента  $T_n$ ; *б* — последовательность протекания процесса сварки: 1 — оплавление торцов; 2 — нагрев концов труб; 3 — вывод нагретого инструмента (технологическая пауза); 4, 5 — осадка и охлаждение стыка

### 5.3.3. Сварка соединительными деталями с закладными нагревателями

Сварку труб соединительными деталями с закладными нагревателями производят:

при прокладке новых газопроводов, преимущественно из длинномерных труб (плетей) или в стесненных условиях;

реконструкции изношенных газопроводов методом протяжки в них полиэтиленовых труб (в том числе профилированных);

соединении труб и соединительных деталей с разной толщиной стенки или при толщине стенки менее 5 мм, или изготовленных из разных марок полиэтилена;

для врезки ответвлений в ранее построенные газопроводы;

для вварки трубной вставки в полиэтиленовые газопроводы;

при строительстве особо ответственных участков газопровода (стесненные условия, пересечение дорог и пр.).

Для сварки труб соединительными деталями с закладными нагревателями применяют сварочные аппараты, работающие от сети переменного тока напряжением 230 В (190...270 В), от аккумуляторных батарей или от передвижных источников питания (мини-электростанций).

Технологический процесс соединения труб с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями включает:

подготовку концов труб (очистка от загрязнений, механическая обработка — циклевка свариваемых поверхностей, разметка и обезжиривание) (рис. 5.3, *а*);

сборку стыка (установка и закрепление концов свариваемых труб в зажимах позиционера (центрирующего приспособления) с одновременной посадкой детали с закладными нагревателями (ЗН), подключение детали с ЗН к сварочному аппарату);

сварку (задание программы процесса сварки, пуск процесса сварки, нагрев, охлаждение соединения).

Процесс сборки включает:

надевание муфты на конец первой трубы до совмещения торцов муфты и трубы, закрепление конца трубы в зажиме позиционера (рис. 5.3, *б*);

установку в упор в торец первой трубы и закрепление конца второй трубы в зажиме позиционера (рис. 5.3, *в*);

надвижение муфты на конец второй трубы на 0,5 длины муфты до упора в зажим позиционера (рис. 5.3, *г*) или до метки, нанесенной на трубу;

подключение к клеммам муфты токоподводящих кабелей от сварочного аппарата (рис. 5.3, *д*).

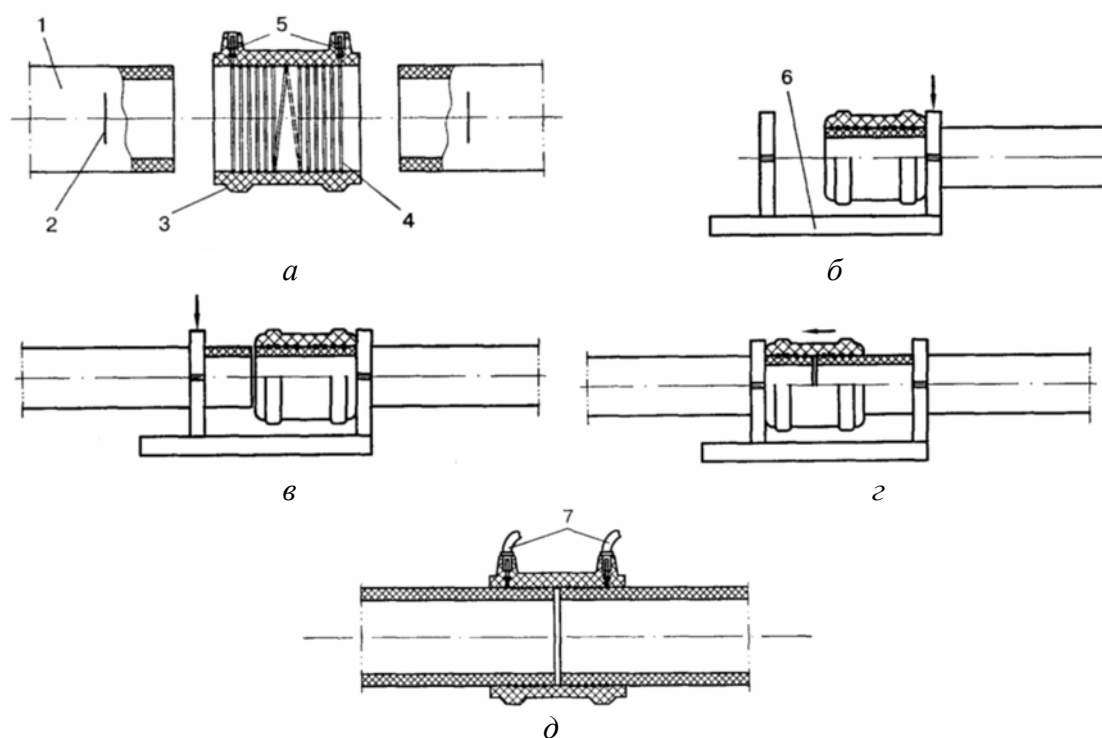


Рис. 5.3. Схема соединения труб муфтой с закладным нагревателем: *а* — подготовка соединяемых элементов; *б*, *в*, *г* — этапы сборки стыка; *д* — собранный под сварку стык: 1 — труба; 2 — метка посадки муфты и механической обработки поверхности трубы; 3 — муфта; 4 — закладной нагреватель; 5 — клеммы токопровода; 6 — позиционер; 7 — токоподводящие кабели сварочного аппарата

Параметры режимов сварки устанавливаются в зависимости от вида и сортамента используемых соединительных деталей с ЗН и (или) сварочных аппаратов в соответствии с указаниями заводов-изготовителей в паспортах изделий. При включении аппарата процесс сварки происходит в автоматическом режиме.

В паспорте детали с ЗН или на штрих-коде указываются время охлаждения сварного соединения до той температуры, при которой это соединение можно перемещать, и время охлаждения до той температуры, при которой возможно нагружение газопровода опрессовочным или рабочим давлением.

#### **5.4. Укладка наружных газопроводов**

Укладка полиэтиленовых газопроводов в траншею является заключительным и одним из наиболее важных этапов монтажных работ.

Организационные мероприятия и последовательность выполнения работ по укладке и засыпке газопроводов принимаются исходя из принятого способа прокладки, который может быть открытым или бестраншейным.

Открытый способ является наиболее распространенным и предусматривает разработку траншей под газопровод при помощи роторных или цепных экскаваторов непрерывного действия.

Укладка газопроводов производится не ранее чем через полчаса после сварки последнего сварного соединения на участке укладки. Это объясняется необходимостью полного остывания стыков и приобретения ими прочности, близкой к максимальной. Работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  и не выше  $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

При укладке газопроводов при более низкой температуре наружного воздуха необходимо организовать их подогрев до требуемой температуры. Это условие может быть выполнено путем пропуска подогретого воздуха через подготовленный к укладке газопровод. При этом температура подогретого воздуха не должна быть более  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

При укладке полиэтиленовых газопроводов необходимо учитывать специфические особенности материала труб: высокий коэффициент линейного удлинения (в 10—12 раз выше, чем у стальных) и более низкие по сравнению с металлическими трубами механическую прочность и жесткость, поэтому укладку газопроводов рекомендуется производить в наиболее холодное время суток летом, а зимой — в наиболее теплое время.

При укладке газопроводов в траншею выполняют мероприятия, направленные на снижение напряжений в трубах от температурных изменений в процессе эксплуатации:



при температуре труб (окружающего воздуха) выше 10 °С производится укладка газопровода свободным изгибом («змейкой») с засыпкой — в наиболее холодное время суток;

при температуре окружающего воздуха ниже 10 °С возможна укладка газопровода прямолинейно, в том числе и в узкие траншеи, а засыпку газопровода в этом случае производят в самое теплое время суток.

После укладки газопровод обязательно присыпают грунтом на высоту 15...30 см над верхом трубы. Присыпка производится вручную песком или измельченным грунтом (в зимних условиях талым). Эти требования объясняются необходимостью снижения напряжения в трубах от температурных изменений, поскольку вследствие прямого воздействия солнечного излучения температура укладываемого трубопровода становится значительно выше температуры в траншее.

После укладки в траншею трубопровод в зависимости от температуры приобретает ту или иную форму. Днем, когда температура выше, он удлиняется и приобретает форму «змейки». Если ширина траншеи будет недостаточна для перемещения газопровода по горизонтали, то под воздействием накапливающихся напряжений может произойти выброс трубы в вертикальной плоскости. Ночью при понижении температуры газопровод распрямляется, приобретая вытянутую форму. Если сразу после укладки газопровод засыпать до нулевых отметок, в трубопроводе могут возникнуть опасные температурные напряжения. Предварительная засыпка тонким слоем земли дает возможность трубам перемещаться при остывании, снижая температурные напряжения. Одновременно присыпка защищает трубы от прямого солнечного излучения, не дает им всплывать при наполнении траншеи дождевыми или грунтовыми водами и предохраняет от выбрасывания при возможном порыве стыков в период пневматических испытаний.

До начала работ по присыпке уложенного газопровода в любых грунтах необходимо:

проверить проектное положение трубопровода и плотность его прилегание к дну траншеи;

проверить качество изоляционного покрытия стальных вставок;

устроить транспортные подъезды к траншее для доставки грунта, используемого для подсыпки и присыпки;

получить письменное разрешение на засыпку уложенного газопровода;

выдать наряд-задание на производство работ машинисту землеройной техники.

В зимний период газопровод укладывают на талый грунт. В случае промерзания дна траншеи осуществляют подсыпку песком или мелкогранулированным талым грунтом, сохраняя нормативную глубину заложения газопровода.

Укладку трубопроводов производят с использованием ремней, текстильных строп или канатов, брезентовых полотенец и других мягких изделий, не повреждающих поверхность труб.

Укладка труб из полиэтилена, в отличие от стальных, не представляет особых трудностей, поскольку полиэтиленовые трубы в 5—8 раз легче стальных. Небольшая масса в совокупности с высокой эластичностью позволяет в большинстве случаев опускать трубные плети вручную. Только для труб диаметром более 160 мм прибегают к использованию автокранов или других грузоподъемных механизмов.

При прокладке газопроводов в узкой строительной полосе рекомендуется применять (на прямых участках) способ монтажа газопровода методом протягивания. Для этого в начальной точке участка трассы устраивается накопительная площадка и устанавливается сварочный пост, а в конечной точке этого участка устанавливается тяговая лебедка. Затем разрабатывается траншея, по которой протягивается плеть по мере наращивания. Для уменьшения трения и тягового усилия (что позволяет увеличить длину протягиваемой плети), а также исключения возможных механических повреждений газопровода на дне траншеи устанавливаются направляющие ролики или устраивается постель из пенополимерных материалов, по которой скользит плеть.

Работы по укладке плетей газопровода могут выполняться методом бестраншейного заглубления. Для укладки газопроводов диаметром 20...160 мм бестраншейным способом применяются ножевые трубозаглубители (рис. 5.4). Ножевой щелерез должен иметь устройство, предохраняющее полиэтиленовые трубы от недопустимых напряжений при укладке.

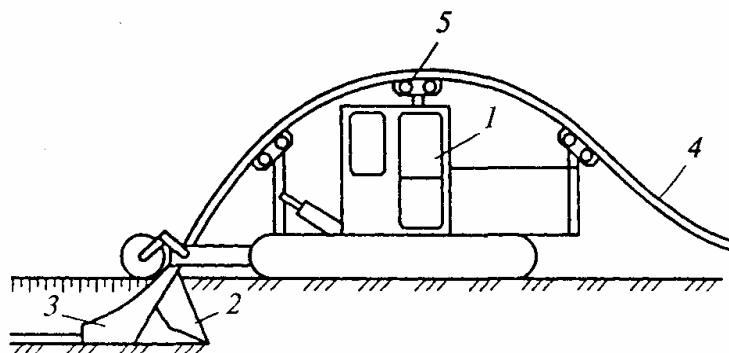


Рис. 5.4. Ножевой трубозаглубитель: 1 — гусеничный тягач; 2 — режущий нож; 3 — щелезасыщик; 4 — трубная плеть; 5 — роликоопоры

Эффективность данного метода укладки может быть повышена путем создания предварительной прорези в грунте (пропорки) или проведения работ по его рыхлению. Пропорку грунта осуществляют тракторным рыхлителем.

Плеть газопровода выкладывают по оси укладки, затем свободный ее конец с помощью трубоукладчика заводят на роlikоопоры, после чего начинается движение трубозаглубителя, который прорезает в грунте щель, куда производится опуск плети. Завершающей операцией является подача на засыпку грунта с помощью грейдерных отвалов щелесасыпщика. Того объема грунта, который при создании щели выталкивается наружу режущим ножом, как правило, оказывается достаточно для ее полной засыпки.

Положительными особенностями методов бестраншейной прокладки полиэтиленовых труб являются:

- сокращение на 90...95 % объема земляных работ;

- увеличение скорости укладки газопроводов и уменьшение сроков строительства;

- отсутствие необходимости в проведении рекультивационных работ, поскольку не происходит перемешивание верхних и нижних слоев грунта;
- совмещение операций по разработке грунта и укладке газопроводов.

Трубы, поступающие в бухтах или на катушках, имеют небольшие погонный вес и модуль упругости. Это позволяет совместить процессы рытья траншеи и укладки.

Для рытья траншеи и укладки газопровода используются специально оборудованные одноковшовые или многоковшовые экскаваторы.

Укладка плетей из бухты может производиться и в заранее подготовленную траншею. При этом применяют два способа производства работ:

- разматывание трубы с неподвижной бухты и ее укладка в траншею протаскиванием;

- разматывание трубы с подвижной бухты и ее укладка в траншею путем боковой надвигки.

Первый способ может применяться при наличии в траншее или над ней поперечных препятствий (газопроводы, линии связи, линии электропередачи).

Из бухты в траншею могут укладываться одновременно два газопровода; при этом разматывание труб осуществляется одновременно с двух бухт, установленных по обе, или по одну сторону траншеи.

Разматывание труб из бухт осуществляют при температуре наружного воздуха не ниже 5 °С. Допускается вести разматывание и при более низких температурах, если созданы условия для предварительного подогрева труб на катушке до температуры не менее 5 °С. При этом не рекомендуются перерывы в работе до полной укладки плети из бухты.

Узкие траншеи (щели), разработанные роторными и цепными экскаваторами и щеленарезными машинами, могут быть засыпаны щелесасыпщиком, который, перемещаясь в сцепке с тягачом землеройно-укладочной машины, осуществляет непрерывную засыпку рабочим органом грейдерного типа.

После укладки газопровода в траншею должны быть проверены: проектная глубина, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении;

фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, пересекаемыми им сооружениями и их соответствие проектным расстояниям.

При монтаже газопроводов полости труб, секций, плетей должны быть очищены.

Укладывать газопроводы в траншею следует, преимущественно опуская с бермы траншеи плети.

## 5.5. Засыпка газопровода

Засыпку газопровода до проектных отметок целесообразно производить после его испытания на герметичность. Засыпку траншей в непросадочных грунтах следует производить в три стадии:

- 1) засыпка пазух немерзлым грунтом;
- 2) присыпка на высоту 0,2 м над верхом трубы тем же грунтом с подбивкой пазух;
- 3) окончательная засыпка после предварительного испытания с равномерным послойным уплотнением до проектной плотности с обеих сторон трубы.

Особое внимание при трамбовании уделяется местам установки седловых отводов и тройниковых ответвлений, выполненных с уменьшением диаметра отводящего газопровода. В этих местах рекомендуется уплотнять грунт с замачиванием, чтобы предотвратить усадку грунта и деформирование труб.

На присыпку укладывается сигнальная лента желтого цвета с предупреждающей надписью «Газ» и изолированный электропровод-спутник.

При температуре труб выше 10 °С окончательную засыпку рекомендуется производить в наиболее холодное время суток; при температуре окружающего воздуха ниже 10 °С засыпку трубопровода производят в самое теплое время суток.

Траншеи и котлованы, кроме разрабатываемых в просадочных грунтах II типа, на участках пересечения с существующими дорогами и другими территориями, имеющими дорожные покрытия, засыпают на всю глубину песчаным грунтом или другими аналогичными малосжимаемыми (модуль деформаций 20 МПа и более) местными материалами, не обладающими цементирующими свойствами, с уплотнением. Допускается совместным решением заказчика, подрядчика и проектной организации использовать для обратных засыпок супеси и суглинки при условии обеспечения их уплотнения до проектной плотности.

Засыпку газопровода бульдозерами выполняют косопоперечными проходами с наращиванием отвала в траншее с целью исключения динамического воздействия падающих комьев грунта на газопровод.

При засыпке газопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей его осадки при оттаивании или последующей его отсыпки.

На межпоселковых газопроводах и на отдельных участках внутри поселений может предусматриваться рекультивация земель. Поэтому после засыпки газопровода его уплотняют многократными проходами гусеничных тракторов, а по уплотненному грунту укладывают и разравнивают ранее снятый и отдельно сложенный плодородный слой.

## **6. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ИЗНОШЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Проблема восстановления стальных подземных газопроводов, имеющих значительную степень износа и эксплуатируемых в городской черте, в условиях стесненных прокладок коммуникаций приобретает все большее значение. Внедрение новых технологий, в частности, применение полиэтиленовых труб при строительстве и реконструкции газопроводов является перспективным направлением и открывает большие возможности безопасной эксплуатации и развития системы газоснабжения. Замена газопроводов традиционным методом, т. е. перекладкой стальных газопроводов, связана с большими капитальными затратами, длительными сроками производства работ, разрытием дорожных покрытий, остановкой движения транспорта.

Для восстановления (реконструкции) изношенных подземных стальных газопроводов следует применять:

при давлении до 0,3 МПа — протяжку в газопроводе полиэтиленовых труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5, без сварочных соединений или соединенных с помощью деталей с ЗН, или соединенных сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации;

при давлении от 0,3 до 0,6 МПа включительно — протяжку в газопроводе полиэтиленовых труб без сварных соединений или соединенных с помощью деталей с ЗН либо сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации, с коэффициентом запаса прочности на территории поселений не менее 2,8, вне поселений — не менее 2,5. Пространство между полиэтиленовой трубой и стальным изношенным газопроводом (каракасом) по всей длине должно быть заполнено герметизирующим материалом;

при давлении до 1,2 МПа — облицовку по технологии «Феникс» очищенной внутренней поверхности газопроводов синтетическим тканевым шлангом на специальном двухкомпонентном клее.

При реконструкции стального газопровода низкого давления протянутые в нем полиэтиленовые трубы могут использоваться для подачи газа как низкого, так и среднего или высокого давления. Целесообразность перевода существующих газовых сетей с низкого давления на среднее или высокое устанавливается расчетом пропускной способности реконструи-

руемого газопровода. Синтетическими тканевыми шлангами и специальным двухкомпонентным клеем, как правило, восстанавливают изношенные газопроводы без изменения давления в них.

Технология протяжки внутри стального изношенного газопровода полиэтиленовой трубы разделяется на два вида:

1) протяжка обычной круглой трубы, при этом диаметр реконструируемого газопровода уменьшается;

2) протяжка профилированной трубы, поперечное сечение которой временно уменьшено, способной восстановить свою первоначальную форму, не изменяя существенно диаметр реконструируемого газопровода.

Особенностью протяжки полиэтиленовых профилированных труб является то, что вследствие сложной формы при втягивании трубы в реконструируемый газопровод требуется лишь небольшое тяговое усилие. После монтажа специальных деталей-законцовок полиэтиленовая профилированная труба подвергается строго определенному процессу обратной деформации, при этом труба разогревается при помощи пара под давлением. Таким образом, активизируется специфическая для полиэтилена способность «воспоминания первоначальной формы» и полиэтиленовая труба приобретает круглое сечение, прилегая к стенкам старого газопровода. Изношенная металлическая труба бывшего газопровода используется как направляющий каркас и может служить дополнительной защитой (футляром).

Для проведения работ по протяжке полиэтиленовых труб используется следующее оборудование:

- лебедка;
- головка для протяжки;
- сварочное оборудование;
- прицеп для барабана.

Для проведения работ по протяжке полиэтиленовых профилированных труб добавляются:

- парогенератор;
- водяная емкость;
- направляющее трубу устройство;
- оконечные насадки на трубу (детали-законцовки);
- конденсатосборник пар/вода.

При разработке рабочего проекта рекомендуется рассматривать следующие варианты технических решений:

сохранение существующего давления в сети, когда это возможно по условиям обеспечения газом потребителей;

полный перевод сетей низкого давления на среднее с установкой перед каждым потребителем индивидуальных регуляторов давления;

частичный перевод сетей низкого давления на среднее с установкой регуляторов давления на группу потребителей газа с сохранением низкого давления для оставшейся части внутриквартальной сети;

перевод газопровода среднего давления на высокое, когда это возможно по условиям обеспечения газом потребителей.

Реконструкция стальных газопроводов предусматривается участками. Длина отдельных участков устанавливается в зависимости от местных условий прохождения трассы, состояния внутренней поверхности реконструируемого газопровода, принятой технологии реконструкции, плотности застройки, количества необходимых ответвлений, наличия крутых поворотов, резких перепадов высот и других факторов. Для удаления загрязнений внутренней поверхности реконструируемого газопровода длина участков должна приниматься не более 100 м.

Способ защиты от коррозии может предусматривать:

сохранение комплексной активной защиты всех подземных металлических сооружений (газопроводов, тепловых сетей, водопроводов и т. д.);

замену катодной защиты протекторной;

отказ от активной защиты восстановленного участка.

Для потребителей, требующих бесперебойного снабжения газом и питающихся от отсекаемых участков газопроводной сети, должен производиться расчет схемы временного их подключения при помощи байпаса к ближайшему эксплуатируемому участку. Байпас может предусматриваться из металлических или полиэтиленовых труб в зависимости от планируемого времени эксплуатации.

Размещать соединения «полиэтилен — сталь» следует только на прямолинейных участках газопроводов. При наличии на реконструируемых участках отводов или тройниковых ответвлений протягивать через них полиэтиленовые трубы нельзя. На этом месте необходимо устраивать котлован и вырезать соответствующую соединительную деталь стального газопровода.

Протягивание вместе с трубами неразъемных соединений «полиэтилен — сталь» не допускается, а деталей с закладными нагревателями — не рекомендуется.

Открытая прокладка полиэтиленовых газопроводов (вне каркаса) допускается в местах соединения труб деталями с закладными нагревателями, переходов труб с одного диаметра на другой, в местах установки соединений «полиэтилен — сталь», тройников, поворотов газопровода, а также на удаляемых участках стального газопровода, препятствующих протяжке полиэтиленовых труб.

Концы реконструируемых участков между полиэтиленовой и стальной трубами заделываются. При длине участков более 150 м на одном из кон-



цов необходимо предусматривать установку контрольной трубки. При применении полиэтиленовых профилированных труб вследствие их почти плотного прилегания к стальному каркасу такая заделка не требуется.

При пересечении восстанавливаемого методом протяжки полиэтиленовых труб газопровода с различными сооружениями и коммуникациями устройства дополнительных защитных футляров, как правило, не требуется. Роль футляра в этом случае может выполнять участок существовавшего стального газопровода.

Тепловая защита полиэтиленовых труб в местах пересечения с тепловыми сетями выполняется с таким расчетом, чтобы температура поверхности полиэтиленового газопровода не превышала 30 °С в течение всего периода эксплуатации.

Общая длина участков газопроводов, подлежащих реконструкции методом протяжки полиэтиленовых профилированных труб, не должна превышать максимальной длины трубы, поставляемой на катушке.

В местах открытой прокладки полиэтиленовых труб предусматривают на расстоянии 0,2 м от верха трубы укладку полиэтиленовой сигнальной ленты с несмываемой надписью «Газ».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно принятой энергетической стратегии России на период до 2020 г., увеличение добычи газа составит с 595 млрд м<sup>3</sup> в 2002 г. до 635...665 млрд м<sup>3</sup> в 2010 г. и до 680...730 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г.

Исходя из социальных и экономических критериев, приоритетными направлениями использования природного газа являются коммунально-бытовые потребности (отопление, горячее водоснабжение, пищеприготовление) с соответствующим развитием газификации, госнужды (оборона, резервы и др.), обеспечение нетопливных нужд (производство минеральных удобрений, сырья для газохимии и пр.) и поставок газа по долгосрочным контрактам на экспорт. Продолжится газификация регионов России, в том числе крупных промышленных центров южной части Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока.

В газовой промышленности с целью повышения эффективности ее функционирования предусматривается осуществление крупных мер научно-технического прогресса, связанных с использованием прогрессивных технологий бурения, добычи, переработки и потребления газа, совершенствованием газотранспортной системы, повышением энергоэффективности транспорта газа, размеров, систем аккумулирования его запасов, а также технологий сжижения газа и его транспортировки.

Применение полиэтиленовых труб как на межпоселковых газопроводах, так и на газопроводах внутри поселений позволяет не только сократить сроки строительства и затраты по эксплуатации, но и применять прогрессивные технологии по прокладке газопроводов как на оборудовании импортного, так и отечественного производства. Особенно это касается прокладки газопроводов через естественные и искусственные препятствия и восстановления стальных изношенных газопроводов. Применение компьютерных программ при прокладке трубопроводов позволяет не только сократить сроки производства работ, но и обеспечить необходимые прочностные параметры системы, при этом окружающей среде и искусственным сооружениям наносится минимальный ущерб. Для выполнения таких работ необходимы грамотные, хорошо обученные кадры, обладающие необходимым запасом знаний. Необходимыми техническими знаниями должны обладать и инженерно-технические работники, занимающиеся проектированием современных систем газоснабжения.

### Список рекомендуемой литературы

1. ГОСТ Р 50838—2009. Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия. — М. : Стандартинформ, 2010.
2. ГОСТ 5542—87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. — М. : Госстандарт, 1987.
3. ГОСТ Р 53865—2010. Системы газораспределительные. Термины и определения. — М. : Стандартинформ, 2010.
4. ГОСТ ИСО 12162—2006. Материалы термопластичные для напорных труб и соединительных деталей. Классификация и обозначения. Коэффициент запаса прочности. — М. : Стандартинформ, 2007.
5. ГОСТ ИСО 4065—2005. Трубы из термопластов. Таблица универсальных толщин стенок. — М. : Стандартинформ, 2006.
6. ГОСТ Р 52779—2007. Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов. Общие технические условия. — М. : Стандартинформ, 2007.
7. СП 62.13330.2011. Свод правил. Газораспределительные системы. СНиП 42-01—2002. Актуализированная редакция. — М. : Минрегионразвития РФ, 2011.
8. СП 42-101—2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. — М. : Госстрой, 2004.
9. СП 42-103—2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. — М. : Госстрой, 2004.
10. Технический регламент «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870).
11. Проект концепции развития рынка газа в Российской Федерации, подготовленный ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. — URL: <http://gasforum.ru> (дата обращения 11.12.2013).
12. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. [Электронный ресурс]. — URL: <http://gaso.ru> (дата обращения 11.12.2013).
13. Шурайц, А. Л. Газопроводы из полимерных материалов : пособие по проектированию, строительству и эксплуатации / А. Л. Шурайц, В. Ю. Каргин, Ю. Н. Вольнов. — Саратов : Волга-XXI век, 2007. — 612 с.
14. Каргин, В. Ю. Полиэтиленовые газовые сети. Материалы для проектирования и строительства / В. Ю. Каргин, В. Е. Бухин, Ю. Н. Вольнов. — Саратов : ГипроНИИГаз, 1996.

Учебное издание

**Ефремова** Татьяна Васильевна  
**Мариненко** Елена Егоровна  
**Кондауров** Павел Петрович  
**Рябов** Станислав Николаевич

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И МОНТАЖ  
ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Учебное пособие

Начальник РИО *М. Л. Песчаная*  
Зав. редакцией *О. А. Шипунова*  
Редактор *И. Б. Чижикова*  
Компьютерная правка и верстка *А. Г. Сиволобова*

Подписано в свет 28.12.2013.  
Гарнитура «Таймс». Уч.-изд. л. 4,7. Объем данных 3,9 Мбайт.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет»  
Редакционно-издательский отдел  
400074, Волгоград, ул. Академическая, 1  
<http://www.vgasu.ru>, [info@vgasu.ru](mailto:info@vgasu.ru)